



SKRIPSI – ME141501  
**OPTIMASI DISTRIBUSI LNG UNTUK  
PEMBANGKIT DI KEPULAUAN MALUKU**

CAKRA DEWANGGA  
4212100017

Dosen Pembimbing:  
AAB Dinariyana DP, ST, MES, Ph.D

Jurusan Teknik Sistem Perkapalan  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya  
2016

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*



**FINAL PROJECT – ME141501**  
**OPTIMIZATION LNG DISTRIBUTION FOR**  
**ELECTRICAL PLANT IN MALUKU ISLANDS**

**CAKRA DEWANGGA**  
**4212100017**

Supervisor:  
AAB Dinariyana DP, ST, MES, Ph.D

Department of Marine Engineering  
Faculty of Marine Technology  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya  
2016

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

**LEMBAR PENGESAHAN**

**OPTIMASI DISTRIBUSI LNG UNTUK PEMBANGKIT DI  
KEPULAUAN MALUKU**

**SKRIPSI**

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat  
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik pada  
Bidang Studi *Reliability, Availability, Maintainability, and Safety*  
(RAMS)

Program Studi S-1 Jurusan Teknik Sistem Perkapalan  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

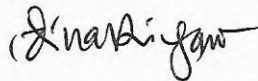
Oleh:

**CAKRA DEWANGGA**

NRP. 4212 100 017

Disetujui oleh Pembimbing Skripsi:

AAB. Dinariyana ST, MES, Ph.D



**SURABAYA  
JULI, 2016**

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

**LEMBAR PENGESAHAN**  
**OPTIMASI DISTRIBUSI LNG UNTUK PEMBANGKIT DI**  
**KEPULAUAN MALUKU**

**SKRIPSI**

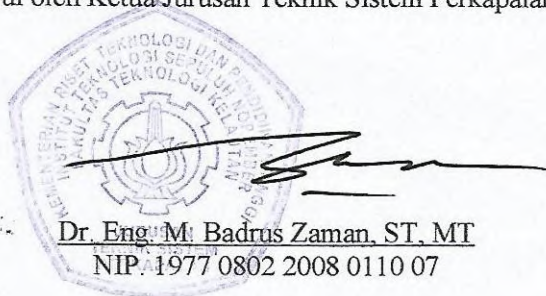
Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat  
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik pada  
Bidang Studi *Reliability, Availability, Maintainability, and Safety*  
(RAMS)

Program Studi S-1 Jurusan Teknik Sistem Perkapalan  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

**CAKRA DEWANGGA**  
NRP. 4212 100 017

Disetujui oleh Ketua Jurusan Teknik Sistem Perkapalan ITS:

  
Dr. Eng. M. Badrus Zaman, ST, MT  
NIP. 1977 0802 2008 0110 07

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*



# OPTIMASI DISTRIBUSI LNG UNTUK PEMBANGKIT DI KEPULAUAN MALUKU

**Nama Mahasiswa** : Cakra Dewangga  
**NRP** : 4212 100 017  
**Jurusan** : Teknik Sistem Perkapalan  
**Dosen Pembimbing** :  
**A.A.B. Dinariyana D.P., S.T., MES., Ph.D**

## Abstrak

*Pertumbuhan ekonomi Indonesia yang berada pada rata rata 5,8% per tahun tidak hanya berdampak pada peningkatan kesejahteraan masyarakat secara umum tetapi juga peningkatan kebutuhan tenaga listrik. PT PLN (Persero) telah mengantisipasi peningkatan permintaan tenaga listrik dengan membuat rencana pengembangan pembangkit listrik. Di Indonesia Timur, Provinsi Maluku dan Provinsi Maluku Utara adalah wilayah dengan rencana pengembangan pembangkit terbesar. Di sisi lain, pemerintah melalui peraturan menteri ESDM nomor 37 tahun 2015 berkomitmen memanfaatkan gas bumi untuk kebutuhan domestik.*

*Studi ini bertujuan untuk menentukan model distribusi, fasilitas yang harus disediakan untuk distribusi serta kajian ekonomis distribusi LNG untuk pembangkit di Kepulauan Maluku. Alternatif kilang pemasok LNG adalah kilang Donggi Senoro LNG yang terletak di Provinsi Sulawesi Tengah dan kilang Tangguh LNG yang terletak di Provinsi Papua Barat. Dari lokasi alternatif kilang pemasok LNG dan lokasi terminal penerima dibentuk rute yang mungkin (feasible route) untuk distribusi LNG. Pemilihan rute untuk melayani seluruh terminal penerima menggunakan metode SPP (Set Partitioning Problem) dengan fungsi objektif minimum biaya investasi. Hasil dari optimasi yang berupa model distribusi yang optimal dengan minimum biaya investasi dikaji dari segi ekonomis untuk mendapatkan margin penjualan LNG yang optimal.*

*Dari hasil observasi persebaran lokasi pembangkit, seluruh pembangkit terbagi menjadi 15 terminal penerima. Dengan optimasi terpilih empat rute untuk melayani seluruh terminal penerima dan membutuhkan 4 kapal yang terdiri dari 2 kapal ukuran 2500 m<sup>3</sup>, 1 kapal ukuran 7500 m<sup>3</sup>, dan 1 kapal ukuran 10000 m<sup>3</sup>. Pemasok LNG untuk pembangkit di Provinsi Maluku Utara adalah kilang Donggi Senoro LNG*

*sedangkan pembangkit di Provinsi Maluku dipasok dari kilang Tangguh LNG. Biaya investasi total yang terdiri dari biaya investasi terminal penerima dan biaya transportasi yang dibutuhkan mendistribusikan LNG sebesar USD 154,158,010. Hasil kajian ekonomis menunjukkan bahwa margin penjualan yang paling optimal berikisar antara US\$ 2.25 – US\$ 3 dengan payback period 4,6 -6,9 tahun dari waktu operasi selama 20 tahun.*

*Kata Kunci: Distribusi LNG, Linear Programming, Set Partitioning Problem, Kajian Ekonomis*

# OPTIMIZATION LNG DISTRIBUTION FOR PLANTS IN MALUKU ISLANDS

**Name** : Cakra Dewangga  
**NRP** : 4212 100 017  
**Department** : Teknik Sistem Perkapalan  
**Supervisor** :  
**A.A.B. Dinariyana D.P., S.T., MES., Ph.D**

## **Abstract**

*Indonesia's economic growth was on average 5.8% per year is impact on increased demand for electricity. PT PLN (Persero) has the anticipated increase in demand for electric power by making power generation development plan. In Eastern Indonesia, Maluku and North Maluku Provinces are the region with the largest power plant development plan. On the other hand, the government through the Energy Minister regulation number 37 in 2015 committed utilizing natural gas for domestic needs.*

*This study aims to determine the distribution model, facilities for distribution and economical study of LNG distribution to power plants in the Maluku Islands. There are two alternative suppliers LNG plant were considered in this study namely Donggi Senoro LNG which located in Central Sulawesi and Tangguh LNG which located in West Papua. In general, research method in this study can be divided into two. The first is determine all feasible route using combination formula and Travelling Salesman Problem (TSP). Then, the second is determine optimal route using Set Partitioning Problem (SPP). The results of the optimization in the form of optimal route with minimum investment.*

*With optimization elected four route to serve all receiving terminals and requires four vessels consists of two vessels the size of 2500 m<sup>3</sup>, one vessel size 7500 m<sup>3</sup>, and one vessel size of 10000 m<sup>3</sup>. LNG supplier to plants in North Maluku province is Donggi Senoro LNG plant, while plants in Maluku province supplied from the Tangguh LNG. Total investment costs are consists of the*

*receiving terminal investment, receiving terminal operational costs and transportation costs required to distribute LNG amounting to USD 154,158,010. The results of the economic study showed that the most optimal sales margin is between US \$ 2.25 - US \$ 3 with a payback period of 4.6 -6.9 years of operating time for 20 years.*

*Keywords: LNG Distribution, Linear Programming, Set Partitioning Problem, Economic Studies*

## KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT karena atas berkat rahmat karunia serta hidayahNya Tugas Akhir dengan judul “Optimasi Distribusi LNG untuk Pembangkit di Kepulauan Maluku” dapat diselesaikan tepat waktu. Tugas Akhir ini diajukan sebagai salah satu persyaratan kelulusan program teknik di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya.

Pada proses penyusunan Tugas ini penulis telah mendapatkan dukungan dan bantuan dalam bentuk moril maupun material dari berbagai pihak, sehingga pada kesempatan ini penulis mengucapkan terima kasih sebesar-besarnya kepada:

1. Keluarga penulis, ayah dan ibu (Buwarno dan Sutilah) serta adik (Cindy Aulia Damayanti) atas do’a yang selalu dipanjatkan serta motivasi baik secara moril dan materil kepada penulis sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini dengan tepat waktu, semoga hasil yang didapatkan ini dapat membanggakan.
2. Bapak AAB Dinariyana DP, ST, MES, Ph.D. selaku dosen pembimbing dan juga Ketua Laboratorium RAMS yang bersedia membimbing penulis, memberikan saran dan kritik yang membangun serta memberikan motivasi dan arahan kepada penulis dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini.
3. Bapak Prof. Dr. Ketut Buda Artana, ST, M.Sc selaku dosen di Laboratorium RAMS atas segala ilmu baik akademik maupun non-akademik serta pengalaman yang telah banyak penulis dapatkan dari Bapak selama berada di Laboratorium RAMS
4. Tim penguji Bapak Dr. AA Masroeri, Bapak Hari Prastowo M.Sc., Bapak Ir. Dwi Priyanta, Bapak Dr. Dhimas Widhi Handani dan Bapak Dr. Eddy Setyo yang telah banyak memberikan masukan kepada penulis selama sidang proposal, sidang progress, serta sidang hasil.
5. Bapak Ir. Amiadji selaku Dosen Wali penulis, yang telah memberikan saran, kritik, nasihat dan motivasi kepada penulis

selama empat tahun perkuliahan di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan, sehingga penulis dapat menyelesaikan studi dengan tepat waktu.

6. Seluruh dosen serta karyawan Jurusan Teknik Sistem Perkapalan yang telah membantu penulis selama perkuliahan.
7. Rekan – rekan Pejuang Tugas Akhir dan Wisuda RAMS 114, Adi, Agung, Katil, Afro, Sita, Lala, Agas, Renna, Fauzi, Wahyu, Manuel, Ega, Abas, Ojan, Arin dan Melly yang telah menghibur dan saling memberikan motivasi serta saran dan kritik selama menyelesaikan Tugas Akhir ini dengan baik. Sampai bertemu di puncak kesuksesan.
8. Keluarga member RAMS Laboratory Mas Q-wil, Mbak Ucik, Mbak Putri, Mbak Emmy, Libry, Ical, Ago, Stalline, Winda, dan Yusuf yang telah memberikan nasihat dan menghibur penulis selama mengerjakan skripsi.
9. Saudara – saudara “Bismarck 12” yang telah memberikan motivasi untuk menjadi lebih baik kedepannya.
10. Keluarga Sogeh Dunyo Akhirat (Yasa, Samsul, Didit, Viky, Hanif, Galih, Cak Di, Ambon, Himawan, dan Andhi) atas tawa, canda, serta kebersamaannya selama kuliah. SDA foundation akan segera dibentuk dulur.
11. Kabinet Reformer Himasiskal 14/15 (Arian, Yasa, Dhaifina, Donny, Arin, Ical, fandhika, Lulu, Galih, Lusi, Ojan, Zein, Radhin, Taufiq, dan Viky) yang telah memberikan banyak pengalaman dan ilmu kepada penulis tentang beorganisasi.
12. Keluarga OBH Combie+ (Khusnul, Binar, Fauzi, Zulfan, Gilang, Ari, Dessy, Hestin) dan Keluarga MP3 Rusak (Dinur, Citra, Pitra, Agung, Dita, Angwyn) yang selalu menghibur penulis ketika suntuk selama kuliah.
13. Dan semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terima kasih buat doa dan semangat yang diberikan demi terselesainya skripsi ini

Penulis menyadari dalam penyusunan skripsi ini masih jauh dari kata sempurna. Oleh karena itu penulis sangat membutuhkan kritik dan saran yang sifatnya membangun ke arah yang lebih baik

guna menyempurnakan ilmu yang diperoleh selama perkuliahan di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan.

Akhirnya penulis berharap semoga Tugas Akhir ini dapat bermanfaat bagi pembaca.

Surabaya, Juli 2016

*“Halaman ini sengaja dikosongkan*



## DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN.....	v
LEMBAR PENGESAHAN.....	vii
DAFTAR ISI .....	xiii
DAFTAR TABEL .....	xxi
DAFTAR GAMBAR .....	xxiii
BAB I PENDAHULUAN .....	1
1.1    Latar Belakang.....	1
1.2    Tempat Pelaksanaan.....	4
1.3    Perumusan Masalah .....	4
1.4    Batasan Masalah .....	5
1.5    Tujuan Penulisan.....	5
1.6    Manfaat Skripsi.....	5
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	7
2.1    Cadangan Gas di Indonesia.....	7
2.2 <i>Liquefied Natural Gas</i> (LNG).....	8
2.3    Rantai Pasok LNG ( <i>LNG Supply Chain</i> ) .....	9
2.3.1    Kilang LNG.....	10
2.3.2    Kapal LNG ( <i>LNG Carrier</i> ).....	11
2.3.3    Terminal Penerima ( <i>Receiving Terminal</i> ) .....	12
2.4    Pembangkit di Kepulauan Maluku.....	13
2.4.1    Provinsi Maluku .....	13
2.4.2    Provinsi Maluku Utara .....	16
2.5    Optimasi.....	19

2.6	Linear Programming .....	19
2.7	Biaya Transportasi .....	22
2.8	Kajian Ekonomis.....	23
2.9	Studi Hasil Penelitian Sebelumnya.....	24
BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....		26
3.1	Perumusan masalah.....	29
3.2	Studi literatur .....	29
3.3	Pengumpulan data.....	29
3.4	Penilaian kualitatif <i>clustering</i> terminal penerima berdasarkan jarak .....	30
3.5	Menentukan rute yang mungkin tiap <i>cluster</i> .....	30
3.6.	Menentukan variabel ekonomi biaya transportasi .....	30
3.7.	Optimasi pemilihan kapal tiap rute menggunakan <i>Integer Linear Programming</i> .....	31
3.8.	Optimasi pemilihan rute menggunakan <i>Set Partitioning Problem</i> .....	31
3.9.	Biaya transportasi minimum, optimal rute, dan kapal untuk distribusi .....	31
3.10.	Analisa Keekonomian.....	32
3.11.	Kesimpulan dan Saran .....	32
BAB IV ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN .....		33
4.1	Umum .....	33
4.2	Pengumpulan Data.....	34
4.2.1	Identifikasi Pembangkit dan Terminal Penerima .....	34
4.2.2	Identifikasi Kilang LNG.....	36
4.2.3	Identifikasi Kapal LNG ( <i>LNG Carrier</i> ) .....	38

4.3	Penilaian kualitatif <i>clustering</i> terminal penerima berdasarkan jarak .....	40
4.4	Menentukan variabel ekonomi biaya transportasi .....	41
4.4.1	Biaya Pelayaran ( <i>Voyage Cost</i> ) .....	43
4.4.2	Biaya Sewa Kapal ( <i>Charter hire</i> ) .....	45
4.5	Menentukan biaya investasi terminal penerima .....	47
4.5.1	Observasi lokasi terminal penerima .....	47
4.5.2	Investasi tangki LNG dan investasi lahan .....	49
4.5.3	Fasilitas tiap terminal penerima .....	51
4.6	Menentukan rute yang mungkin ( <i>feasible route</i> ) untuk tiap <i>cluster</i> .....	54
4.7	Optimasi pemilihan kapal tiap rute menggunakan <i>linear programming</i> .....	59
4.8	Optimasi pemilihan rute distribusi menggunakan metode <i>Set Partitioning Problem</i> .....	74
4.8.1	Optimasi Distribusi pada <i>Cluster I</i> .....	77
4.8.2	Optimasi Distribusi pada <i>Cluster II</i> .....	80
4.8.3	Optimasi Distribusi pada <i>Cluster III</i> .....	85
4.8.4	Validasi Justifikasi <i>Clustering</i> .....	87
4.9	Kajian Ekonomis .....	89
4.9.1	<i>Capital Expenditure</i> (CAPEX) .....	89
4.9.2	<i>Operational Expenditure</i> (OPEX) .....	90
4.9.3	<i>Revenue</i> .....	92
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....		97
5.1	Kesimpulan .....	97
5.2	Saran .....	98
DAFTAR PUSTAKA .....		99

LAMPIRAN A

LAMPIRAN B

LAMPIRAN C

LAMPIRAN D

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 1. 1</b> Proyeksi kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Maluku	2
<b>Tabel 1. 2</b> Proyeksi kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Maluku Utara	2
<b>Tabel 2. 1</b> Pengembangan Pembangkit Provinsi Maluku*	14
<b>Tabel 2. 2</b> Pembangkit Provinsi Maluku Utara*	17
<b>Tabel 2. 3</b> Contoh rute yang memungkinkan	21
<b>Tabel 4. 1</b> Identifikasi demand LNG terminal penerima	36
<b>Tabel 4. 2</b> Matriks Jarak (nm)	38
<b>Tabel 4. 3</b> Identifikasi variabel ekonomi biaya transportasi	43
<b>Tabel 4. 4</b> Tarif jasa pelabuhan	45
<b>Tabel 4. 5</b> Hasil obserasi lokasi terminal penerima	48
<b>Tabel 4. 6</b> Estimasi harga fasilitas terminal penerima	51
<b>Tabel 4. 7</b> Identifikasi Fasilitas Terminal Penerima	53
<b>Tabel 4. 8</b> Identifikasi rute yang mungkin untuk melayani terminal	56
<b>Tabel 4. 9</b> Kemungkinan rute pada cluster III	58
<b>Tabel 4. 10</b> Perbandingan waktu operasional kapal rute T-13-15-14-T	62
<b>Tabel 4. 11</b> Biaya transportasi kapal ukuran 2500 m <sup>3</sup> rute T-13-15-4-T	62
<b>Tabel 4. 12</b> Biaya transportasi kapal ukuran 7500 m <sup>3</sup> rute T-13-15-4-T	63
<b>Tabel 4. 13</b> Biaya transportasi kapal ukuran 10000 m <sup>3</sup> rute T-13-15-4-T	63
<b>Tabel 4. 14</b> Biaya transportasi kapal ukuran 19500 m <sup>3</sup> rute T-13-15-4-T	63
<b>Tabel 4. 15</b> Biaya transportasi kapal ukuran 23000 m <sup>3</sup> rute T-13-15-4-T	64
<b>Tabel 4. 16</b> Perhitungan estimasi biaya investasi terminal penerima 13 rute T-13-15-14-T	65

<b>Tabel 4. 17</b> Perhitungan estimasi biaya investasi terminal penerima 14 rute T-13-15-14-T .....	66
<b>Tabel 4. 18</b> Perhitungan estimasi biaya investasi terminal penerima 15 rute T-13-15-14-T .....	67
<b>Tabel 4. 19</b> Rincian biaya investasi rute T-13-15-14-T kapal ukuran 2500 m <sup>3</sup> .....	68
<b>Tabel 4. 20</b> Perbandingan biaya investasi berbagai ukuran kapal untuk melayani rute T-13-15-14-T .....	69
<b>Tabel 4. 21</b> Rincian biaya investasi rute D-2-1-3-5-6-4-D .....	79
<b>Tabel 4. 22</b> Rincian biaya investasi rute T-7-8-9-T .....	83
<b>Tabel 4. 23</b> Rincian biaya investasi rute T-10-11-12-T .....	83
<b>Tabel 4. 24</b> Rincian biaya investasi rute T-13-15-14-T .....	86
<b>Tabel 4. 25</b> Rincian CAPEX terminal penerima.....	90
<b>Tabel 4. 26</b> Rincian biaya operasional dan biaya transportasi....	91
<b>Tabel 4. 27</b> Perhitungan revenue untuk margin penjualan US\$ 2 .....	92
<b>Tabel 4. 28</b> Perhitungan kajian ekonomis margin penjualan US\$ 2 .....	94
<b>Tabel 4. 29</b> Hasil perhitungan kajian ekonomis dengan variasi margin penjualan. ....	95

## **DAFTAR GAMBAR DAN GRAFIK**

<b>Grafik 1. 1</b> Proyeksi Supply Demand BBM Indonesia .....	3
<b>Gambar 2. 1</b> Cadangan gas Nasional.....	8
<b>Gambar 2. 2</b> Ilustrasi LNG Supply Chain.....	9
<b>Gambar 2. 3</b> Skema Proses pada terminal LNG .....	12
<b>Gambar 2. 4</b> Peta pengembangan kelistrikan Pulau Ambon dan Pulau Seram.....	15
<b>Gambar 2. 5</b> Peta pengembangan kelistrikan Pulau Buru.....	16
<b>Gambar 2. 6</b> Peta pengembangan sistem kelistrikan Halmahera	18
<b>Gambar 2. 7</b> ilustrasi distribusi .....	20
<b>Grafik 2. 1</b> Perbandingan harga transportasi gas.....	10
<b>Grafik 2. 2</b> Proyeksi kebutuhan listrik Provinsi Maluku .....	14
<b>Grafik 2. 3</b> Proyeksi kebutuhan listrik Provinsi Maluku Utara..	17
<b>Gambar 3. 1</b> Flowchart Metodologi Penelitian	28
<b>Grafik 4. 1</b> Perbandingan biaya investasi tangki LNG ukuran 350 m <sup>3</sup> dan 1000 m <sup>3</sup> .....	50
<b>Gambar 4. 1</b> Pembangkit di Provinsi Maluku Utara.....	34
<b>Gambar 4. 2</b> Pembangkit di Provinsi Maluku.....	35
<b>Gambar 4. 3</b> Sebaran lokasi kilang LNG dan lokasi pembangkit .....	37
<b>Gambar 4. 4</b> Clustering Terminal Penerima .....	40
<b>Gambar 4. 5</b> Ilustrasi kemungkinan rute.....	55
<b>Gambar 4. 6</b> Tampilan matriks Jarak pada software TSP.....	57
<b>Gambar 4. 7</b> Hasil pada software TSP .....	58
<b>Gambar 4. 8</b> Tampilan pemodelan pada Microsoft Excel .....	71
<b>Gambar 4. 9</b> Tabulasi solver pada Microsoft excel .....	72
<b>Gambar 4. 10</b> Tampilan hasil optimasi pemilihan kapal rute T-13-15-14-T .....	73
<b>Gambar 4. 11</b> Peta rute distribusi hasil optimasi .....	76
<b>Gambar 4. 12</b> Persebaran terminal penerima cluster I.....	77

<b>Gambar 4. 13</b> Tampilan optimasi Cluster I pada Microsoft Excel .....	78
<b>Gambar 4. 14</b> Gambaran rute D-2-1-3-5-6-4-D .....	80
<b>Gambar 4. 15</b> Persebaran terminal penerima cluster II .....	81
<b>Gambar 4. 16</b> Tampilan optimasi Cluster II pada Microsoft Excel .....	82
<b>Gambar 4. 17</b> Gambaran rute T-7-8-9-T .....	84
<b>Gambar 4. 18</b> Gambaran rute T-10-11-12-T .....	84
<b>Gambar 4. 19</b> Persebaran terminal penerima cluster Iii .....	85
<b>Gambar 4. 20</b> Tampilan optimasi Cluster III pada Microsoft Excel .....	86
<b>Gambar 4. 21</b> Gambaran rute T-13-15-14-T .....	87
<b>Gambar 4. 22</b> Tampilan optimasi validasi pemilihan rute pada Microsoft Excel .....	88



## **BAB V**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **1.1 Kesimpulan**

Berdasarkan analisis data dan pembahasan yang telah dilakukan pada studi ini mengenai distribusi LNG untuk pembangkit di Kepulauan Maluku, maka dapat ditarik kesimpulan dari hasil yang telah didapat sebagai berikut:

1. Melalui *linear programming* dengan fungsi objektif minimal biaya investasi terpilih empat rute untuk melayani seluruh pembangkit di Kepulauan Maluku. Ke empat rute tersebut antara lain rute Donggi-Malifut-Tobelo-Ternate-Sofifi-Soa Sio-Tidore-Donggi; Tangguh-Namlea-Masohi-Sepa-Tangguh; Tangguh-Liang-Waai-Teluk Ambon-Tangguh; dan Tangguh-Langgur-Dobo-Saumlaki-Tangguh. Biaya investasi untuk masing masing rute adalah US\$ 55,706,098; US\$ 28,521,406; US\$ 41,035,084; dan US\$ 28,895,421.
2. Fasilitas yang harus disediakan untuk distribusi LNG untuk pembangkit di Kepulauan Maluku adalah 15 fasilitas terminal penerima yang terletak di Tobelo, Malifut, Ternate, Tidore, Sofifi, Soa Sio, Namlea, masohi, Sepa, Liang, Waai, Teluk Ambon, Langgur, Dobo, dan Saumlaki. Selain itu juga dibutuhkan 2 kapal ukuran 2500 m<sup>3</sup> untuk melayani rute Tangguh-Namlea-Masohi-Sepa-Tangguh dan rute Tangguh-Langgur-Dobo-Saumlaki-Tangguh, 1 kapal ukuran 7500 m<sup>3</sup> untuk melayani rute Donggi-Malifut-Tobelo-Ternate-Sofifi-Soa Sio-Tidore-Donggi, dan 1 kapal ukuran 10000 m<sup>3</sup> untuk melayani rute Tangguh-Liang-Waai-Teluk Ambon-Tangguh.

3. Dari kajian ekonomis yang telah dilakukan *margin* penjualan yang paling optimal berkisar antara US\$ 2.25 – US\$ 3 dengan *payback period* 4,6 -6,9 tahun dari waktu operasi selama 20 tahun.

## 1.2 Saran

Setelah melakukan optimasi distribusi LNG beserta kajian ekonomisnya, saran yang dapat diberikan untuk kedepannya adalah sebagai berikut:

1. Dalam menghitung waktu berlayar kapal, akan lebih baik jika kecepatan kapal dibagi tiap zona misalnya zona pelabuhan dan zona berlayar. Karena ketika memasuki wilayah pelabuhan, kapal tidak beroperasi pada kecepatan *service*. Sehingga waktu *roundtrip* kapal lebih akurat.
2. Data kapal LNG yang digunakan mengacu pada penelitian sebelumnya dimana penelitian tersebut dilakukan pada tahun 2011. Hasil kajian ekonomis akan lebih optimal kalau data yang digunakan lebih baru.
3. Pada kajian ini tidak merencanakan distribusi LNG dari terminal penerima ke pembangkit yang ada di darat. Alangkah bagus kalau ditambahkan distribusi LNG dari terminal penerima ke pembangkit yang ada di darat, karena tidak semua pembangkit terletak di pesisir laut.
4. Harga beli LNG dari Tangguh LNG dan Donggi Senoro diasumsikan sama, karena keterbatasan data. Padahal harga beli LNG untuk tiap kilang seharusnya berbeda. Untuk penelitian selanjutnya akan lebih baik jikalau harga beli menggunakan data harga LNG di kedua kilang tersebut.

## DAFTAR PUSTAKA

- Armita, I Putu Yusna. 2011. Optimasi Rantai Pasok LNG: Studi Kasus Kebutuhan LNG di Bali. Surabaya: ITS.
- Bank Mandiri. “Suku Bunga Dasar Kredit”  
<http://www.bankmandiri.co.id/resource/sbdk.asp>, Mei, 2016.
- Bowo, Ludfi Pratiwi. 2014. Pemilihan *Supplier* dan Penjadwalan Distribusi CNG dengan Pemodelan Matematis. Teknik Sistem Perkapalan. ITS
- Dewabrata, Aldrin. 2014. Desain Fasilitas Penerima LNG Berdasarkan NFPA 59A, Studi Kasus: PLTG Gilimanuk, PLTG Pamaran, dan PLTG Pesanggrahan. Surabaya: ITS.
- Economides, Michael J. ”Compressed Natural Gas: Monetizing Stranded Gas”  
<URL:<http://www.energytribune.com/941/compressed-natural-gas-monetizing-stranded-gas#sthash.35o5hQae.dpbs>>, Oktober, 2007.
- Government of Canada. ”Natural Resources Canada”.  
<URL:<http://www.nrcan.gc.ca/energy/natural-gas/5679>>, Desember, 2015.
- International Gas Union. 2015. IGU World LNG Report-2015 Edition. Fornebu: IGU
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. 2015. Peraturan Menteri ESDM no. 37 tahun 2015 tentang Ketentuan dan Tata Cara Penetapan Alokasi dan Pemanfaatan serta Harga Gas Bumi. Jakarta: Kementerian ESDM

- Pusat Data dan Teknologi Informasi Energidan Sumber Daya Mineral Kementrian ESDM. 2013. Kajian Supply Demand Energi. Jakarta: Kementerian ESDM
- Lysgaard, Jens, Sanne Wohlk.2014. A Branch and Cut Price Algorithm for the Cumulative Capacitated Vehicle Routing Problem. European Journal of Operational research 236, 800-810.
- Simchi-Levi D, Kaminsky P, Simchi-Levi E. 2003. Designing and managing the supply chain: concepts, strategies, and case studies. 2nd ed. McGraw-Hill Professional in Han Wang, Richard Mastragostino1, Christopher L.E. Swartz. 2015. Flexibility analysis of supply chain network. Computers and Chemical Engineering 84 (2016), 409-421
- Perusahaan Listrik Negara. 2014. Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) Tahun 2015-2024.
- Renaud, J., Laporte, G., & Boctor, F. F. 1996. A Tabu Search Heuristic for the Multi Depot Vehicle Routing Problem. In Torres Jairo R.Montoya, et al. 2015. A literature Review on The Vehicle Routing Problem with Multiple Depots. Computer & Industrial Engineering 79, 115-129.
- Saputro, Galih.2015. Kajian Teknis dan Ekonomis Sistem *Bunkering* LNG untuk Bahan Bakar di Kapal. Teknik Sistem Perkapalan.ITS
- Siswanto, Nurhadi. 2014. Analisa Desain Rantai Pasok LNG dengan Metode CODASID, Studi Kasus: Pembangunan mini LNG Plant dan Suplai LNG dari Jawa Timur ke Lampung.Teknik Sistem Perkapalan.ITS
- Soegiono, Ketut Buda Artana. 2006. Transportasi LNG Indonesia. Surabaya: Airlangga University Press.

Stopford, Martin. 2009. *Maritime Economics* Third edition. New York: Routledge.

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

## BIODATA PENULIS



Penulis dilahirkan di Kabupaten Lumajang pada tanggal 6 Maret 1994 dan merupakan anak pertama dari dua bersaudara. Terlahir dengan nama Cakra Dewangga, penulis telah menjalani pendidikan formal di SDN Tukum 01, SMPN 1 Lumajang, SMAN 2 Lumajang. Pada tahun 2012, penulis diterima sebagai mahasiswa Jurusan Teknik Sistem Perkapalan FTK ITS dengan NRP 4212100017 melalui jalur SNMPTN undangan. Di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan ini penulis mengambil bidang *Reliability, Availability, Maintainability, and Safety* (RAMS). Selama menjalani perkuliahan, penulis aktif dalam berbagai kegiatan Himpunan Jurusan dengan aktif menjadi Ketua Departemen Kesejahteraan Mahasiswa, dan juga aktif di Laboratorium Keandalan dan Keselamatan sebagai member sejak semester 6. Penulis menyelesaikan studi S-1 dalam waktu 8 semester. Jurusan Teknik Sistem Perkapalan FTK ITS merupakan salah satu tempat yang sangat istimewa bagi penulis dalam memperoleh ilmu dan mengembangkan *soft skill*.

Cakra Dewangga

Mahasiswa Teknik Sistem Perkapalan – FTK ITS Surabaya  
*dewangga299@gmail.com*

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*



# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Pertumbuhan ekonomi Indonesia yang berada pada rata rata 5,8% per tahun tidak hanya berdampak pada peningkatan kesejahteraan masyarakat secara umum tetapi juga peningkatan kebutuhan tenaga listrik. PT PLN (Persero) telah mengantisipasi peningkatan permintaan tenaga listrik dengan membuat rencana pengembangan pembangkit listrik melalui Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT.PLN (Persero) 2015-2024. Di wilayah Indonesia Timur, Provinsi Maluku dan Provinsi Maluku Utara adalah provinsi dengan rencana pengembangan pembangkit terbesar. Hingga tahun 2024, PT PLN (persero) berencana menambah kapasitas pembangkit di Provinsi Maluku sebesar 391 MW dan 180 MW untuk Provinsi Maluku Utara dimana sebagian besar pembangkit berupa PLTMG.

Saat ini wilayah Kepulauan Maluku yang terdiri dari Provinsi Maluku dan Provinsi Maluku Utara merupakan provinsi di Indonesia yang saat ini mengalami defisit daya. Sebagai contoh jaringan listrik di kota Ambon yang merupakan kota terbesar di Provinsi Maluku memiliki daya mampu sekitar 51,4 MW dan beban puncak 54,0 MW dengan kata lain mengalami defisit daya sekitar 2,6 MW. Sedangkan untuk kota Ternate yang merupakan kota terbesar di provinsi Maluku Utara memiliki daya mampu 32,6 MW dan beban puncak 31,4 MW. Meskipun mengalami surplus daya 1,2 MW dapat diprediksi dalam kurun waktu 10 tahun ke depan, dengan pertumbuhan ekonomi rata rata 7,19% per tahun wilayah ini akan mengalami defisit daya jika tidak dilakukan pengembangan pembangkit. Estimasi pertumbuhan ekonomi dapat dilihat pada Tabel 1.1 dan Tabel 1.2.

**Tabel 1. 1** Proyeksi kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Maluku  
Sumber: RUPTL PLN 2015-2024

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	5,42	601	660	130	297.402
2016	5,69	667	756	138	307.973
2017	6,05	739	858	151	318.872
2018	6,22	815	956	164	330.037
2019	6,31	898	1.049	179	341.484
2020	6,14	986	1.170	192	353.159
2021	6,14	1.081	1.275	209	365.080
2022	6,14	1.182	1.385	227	377.253
2023	6,14	1.290	1.503	245	389.613
2024	6,14	1.405	1.628	265	397.114
Pertumbuhan (%)	6,04	9,89%	10,57%	8,20%	3,27%

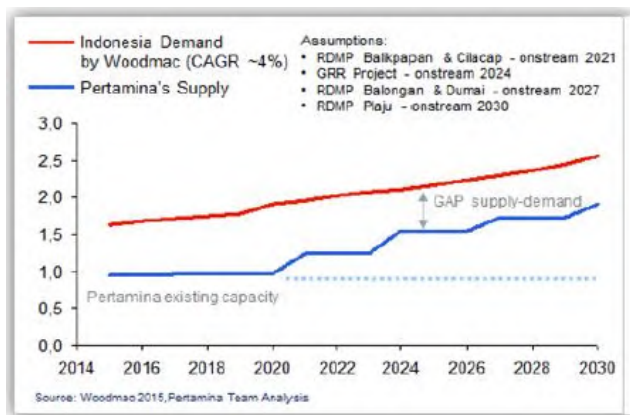
**Tabel 1. 2** Proyeksi kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Maluku Utara  
Sumber: RUPTL PLN 2015-2024

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	6,46	340	396	71	188.970
2016	6,78	374	445	78	200.165
2017	7,20	414	489	86	208.694
2018	7,41	458	543	95	217.438
2019	7,52	508	609	105	224.837
2020	7,31	561	679	115	231.255
2021	7,31	620	743	126	237.759
2022	7,31	685	816	139	244.359
2023	7,31	757	893	152	251.086
2024	7,31	836	979	168	257.909
Pertumbuhan (%)	7,19	10,5%	10,6%	10,0%	3,5%

Berdasarkan proyeksi kebutuhan tenaga listrik dari PT. PLN, pada tahun 2024 beban puncak Provinsi Maluku membutuhkan

tenaga listrik 265 MW dan Provinsi Maluku Utara membutuhkan tenaga listrik 168 MW. Dengan selisih kebutuhan yang besar antara kapasitas produksi saat ini, perlu adanya pengembangan pembangkit untuk memenuhi kebutuhan tersebut.

Untuk mengatasi gap permintaan energi listrik di atas, tidak bisa terlalu bergantung pada Bahan Bakar Minyak. Hal itu dikarenakan saat ini Indonesia melalui Pertamina selaku yang bertanggung jawab untuk memenuhi energi nasional mengalami defisit BBM sekurang - kurangnya 600 ribu barel per hari, artinya apabila tetap menggunakan BBM dengan kapasitas produksi BBM nasional yang sama maka akan memperbesar jumlah impor BBM (Grafik 1.1)



**Grafik 1. 1** Proyeksi *Supply Demand* BBM Indonesia  
Sumber: Presentasi Pertamina, bulan September 2015

Di sisi lain, pemerintah melalui peraturan menteri ESDM nomor 37 tahun 2015 berkomitmen memanfaatkan gas bumi untuk kebutuhan domestik. Salah satu prioritas penggunaan gas bumi untuk domestik adalah sektor penyediaan tenaga listrik dan industri. Dibandingkan dengan cadangan minyak bumi, cadangan gas Indonesia masih lebih baik yaitu pada tahun 2012 tercatat sebesar 152 TCF yang terdiri dari 104 TCF cadangan terbukti dan

47 TCF cadangan potensial. Cadangan gas Indonesia tersebar di beberapa wilayah di Indonesia. Sumatera Barat sebanyak 5,85 TCF; Natuna 51,46 TCF; Sumatera Tengah 9,01 TCF; Sumatera Selatan 15,79 TCF; Jawa Barat 4,24 TCF, Jawa Timur 5,73 TCF; Kalimantan 17,36 TCF; Sulawesi 3,83 TCF; Papua 23,91 TCF; dan perairan Maluku 15,22 TCF.

Di sekitar Kepulauan Maluku terdapat 2 kilang LNG yaitu kilang Donggi di Sulawesi, dan Kilang Tangguh di Papua yang masing-masing memiliki kapasitas 2 MTPY dan 7 MTPY. Dengan letak kilang yang relatif dekat dengan Kepulauan Maluku dan kondisi *supply demand* BBM Indonesia mendatang, seharusnya akan lebih efisien dan ekonomis jika menggunakan LNG untuk pembangkit di Kepulauan Maluku.

## **1.2 Tempat Pelaksanaan**

Tempat yang direncanakan dalam mendapatkan informasi dan data-data guna mendukung tugas akhir ini adalah:

1. Laboratorium Keandalan dan Keselamatan, Jurusan Teknik Sistem Perkapalan FTK ITS

## **1.3 Perumusan Masalah**

Dari uraian di atas maka permasalahan utama yang akan dibahas adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana model distribusi LNG yang paling optimal untuk pembangkit di Kepulauan Maluku?
2. Apa saja fasilitas yang harus ada pada distribusi LNG untuk pembangkit di Kepulauan Maluku?
3. Bagaimana kajian ekonomi distribusi LNG untuk pembangkit di Kepulauan Maluku?

#### **1.4 Batasan Masalah**

Batasan masalah pada penelitian ini adalah:

1. Pemasok LNG terbatas pada kilang LNG Donggi dan kilang LNG Tangguh dengan asumsi ada kuota LNG untuk pembangkit di Provinsi Maluku dan Maluku Utara.
2. Data kebutuhan pembangkit listrik yang digunakan hanya pada pembangkit yang tidak menggunakan energi terbarukan (*renewable energy*) dan mengacu pada Rencana Umum Pengembangan Tenaga Listrik (RUPTL PLN 2015-2024).
3. Moda transportasi yang digunakan dalam pemilihan adalah kapal *LNG carrier* dengan variasi ukuran 2500 m<sup>3</sup>, 7500 m<sup>3</sup>, 10000 m<sup>3</sup>, 19500 m<sup>3</sup>, dan 23000 m<sup>3</sup>.
4. Pada perhitungan analisa biaya investasi, terbatas pada pengadaan fasilitas moda transportasi dan fasilitas terminal penerima LNG.
5. Diasumsikan harga beli LNG di kilang Donggi Senoro dan kilang Tangguh sama.
6. Pada tugas akhir ini, tidak merancang terminal penerima untuk masing-masing pembangkit

#### **1.5 Tujuan Penulisan**

1. Menentukan model distribusi LNG yang optimal untuk pembangkit di Provinsi Maluku dan Maluku Utara..
2. Menentukan fasilitas yang ada pada distribusi LNG untuk pembangkit di Kepulauan Maluku.
3. Mendapatkan kajian ekonomi distribusi LNG untuk pembangkit di Provinsi Maluku dan Maluku Utara

#### **1.6 Manfaat Skripsi**

Manfaat yang dapat diperoleh dari penulisan tugas akhir ini adalah:

1. Mendapatkan gambaran distribusi LNG untuk pembangkit di provinsi Maluku dan Maluku Utara.

2. Mengetahui fasilitas yang harus dipenuhi pada distribusi LNG.
3. Mengetahui kajian distribusi LNG untuk pembangkit di Provinsi Maluku dan Maluku Utara.

## **BAB II**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

#### **2.1 Cadangan Gas di Indonesia**

Gas alam sebenarnya sudah tidak asing lagi bagi Indonesia. Sejak tahun 1977, Indonesia melalui PT. Badak NGL yang terletak di Kalimantan Timur telah mengeksport gas alam dalam bentuk LNG ke Jepang. Selanjutnya selain PT. Badak (1977) ada beberapa kilang LNG yang juga memproduksi LNG yaitu Arun LNG (1978), Tangguh LNG (2009) dan terakhir Donggi Senoro LNG (2015). Banyaknya pengapalan gas alam dalam bentuk LNG ke Luar Negeri (ekspor), secara tidak langsung membuktikan bahwa dibandingkan dengan minyak bumi, cadangan gas Indonesia masih lebih baik.

Cadangan gas Indonesia berdasarkan data dari Kajian Supply Demand Energi Kementerian ESDM pada tahun 2013 tercatat sebesar 152 *Trillion standard Cubic Feet* (TCF). Terdiri dari 104 TCF cadangan terbukti dan 47 TCF adalah cadangan potensial. Jumlah tersebut belum termasuk dengan cadangan gas *unconventional* seperti CBM dan shale gas yang masing-masing mencapai 453 TCF dan 564 TCF. Cadangan gas Indonesia tersebar di beberapa wilayah di Indonesia. Sumatera Utara dan Aceh sebanyak 8,15 TCF; Natuna 50,27 TCF; Sumatera Tengah 8,06 TCF; Sumatera Selatan 18,3 TCF; Jawa Barat 3,18 TCF, Jawa Timur 5,89 TCF; Kalimantan 14,63 TCF; Sulawesi 2,58 TCF; Papua 23,9 TCF; dan Perairan Maluku 15,21 TCF. Peta sebaran cadangan gas di Indonesia dapat dilihat pada Gambar 2.1.



Sumber: Presentasi Prof. Ketut Buda Artana, bulan September 2015

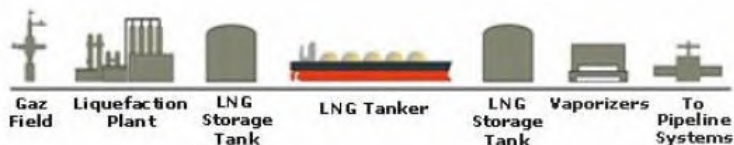
Gas alam agar mudah diangkut dengan kapal perlu diproses



kerosin. Oleh karena itu, saat ini banyak penelitian yang mengarah pada penggunaan LNG atau gas alam sebagai bahan bakar pembangkit maupun bahan bakar penggerak utama kendaraan.

### 2.3 Rantai Pasok LNG (*LNG Supply Chain*)

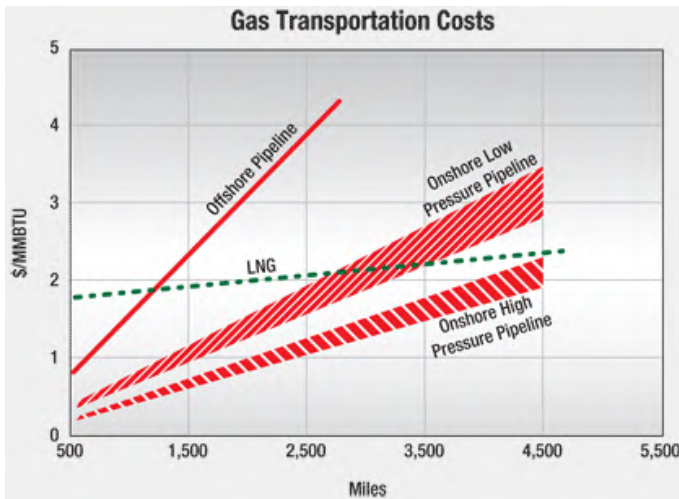
Menurut Simchi-Levi (2003), rantai pasok didefinisikan sebagai jaringan dalam suatu organisasi atau antara beberapa organisasi yang melibatkan pengadaan bahan baku, konversi dari bahan baku sampai produk akhir, dan distribusi produk akhir ke pasar. Dengan demikian rantai pasok LNG dapat diartikan sebagai jaringan gas alam dari ladang gas dimana gas diproduksi kemudian dialirkan ke *liquefaction plant*. *Liquefaction plant* merupakan fasilitas untuk mengubah fase gas menjadi cair dan menghilangkan kontaminan seperti karbon dioksida, air dan belerang. LNG yang dihasilkan di *liquefaction plant* selanjutnya disimpan di *LNG storage tank*. Kemudian LNG dimuat pada kapal LNG carrier menuju terminal penerima (*receiving terminal*). Sebelum sampai ke pengguna atau *end user*, LNG terlebih dahulu diubah fase menjadi gas kembali pada proses *regasification plant*. Ilustrasi *LNG supply chain* dapat dilihat pada gambar 2.2.



**Gambar 2. 2** Ilustrasi LNG Supply Chain

Sumber: <http://www.nrcan.gc.ca/>

Mengubah gas alam menjadi LNG merupakan pilihan yang paling baik pada permasalahan transportasi gas alam melalui laut. Menurut data yang dikeluarkan ENI, LNG lebih ekonomis dibandingkan transportasi gas melalui pipa bawah laut pada jarak lebih dari 1300 mil. Tentu hal ini tidak dapat dijadikan patokan melihat geografis kedalaman laut Indonesia yang bervariasi terutama di wilayah Indonesia timur yang memiliki banyak palung.



**Grafik 2. 1** Perbandingan harga transportasi gas

Sumber: <http://www.energytribune.com/>

Pada studi ini membahas distribusi LNG dari kilang LNG ke pembangkit. Tiga komponen penting yang perlu diidentifikasi terkait dengan distribusi LNG dari kilang ke pembangkit, yaitu:

### 2.3.1 Kilang LNG

Gas alam diperoleh dari ladang gas alam yang telah dieksplorasi dan kemudian diproduksi. Di Indonesia terdapat beberapa wilayah yang memiliki cadangan gas alam (lihat gambar 2.1) yang sebagian besar sudah dieksplorasi dan produksi, namun tidak semua gas alam tersebut dijadikan LNG. Perlu kajian yang lebih lanjut untuk menentukan apakah gas alam yang akan dieksplorasi akan diolah menjadi LNG di kilang LNG atau dialirkan melalui pipa gas.

Kilang LNG merupakan fasilitas untuk mengolah gas alam yang keluar dari sumur menjadi gas alam cair (LNG). Gas alam yang keluar dari sumur tidak bisa langsung diolah menjadi LNG karena masih mengandung senyawa air, karbon dioksida, belerang

bahkan raksa serta mengandung senyawa hidrokarbon berat seperti propana dan butana. Senyawa tersebut harus dapat merusak peralatan ataupun mengganggu jalannya proses pencairan gas alam. Hal ini disebabkan karena senyawa tersebut akan membeku sebelum temperatur  $-163^{\circ}\text{C}$ . Oleh karena itu kilang LNG harus dilengkapi dengan peralatan untuk memisahkan senyawa ikutan sebelum gas alam didinginkan menjadi LNG (Soegiono, 2006).

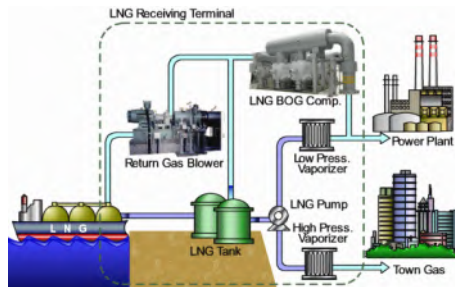
Saat ini di Indonesia ada empat kawasan produksi gas alam yang mempunyai fasilitas untuk mencairkan gas alam yang kemudian disimpan ke tangki penyimpanan atau biasa disebut kilang LNG yaitu Kilang Badak (Bontang, Kalimantan Timur), Kilang Arun (Nanggroe Aceh Darussalam), Kilang Tangguh (Papua), dan Kilang Donggi Senoro (Sulawesi Tengah). Namun satu di antaranya yaitu Kilang Arun sudah beralih fungsi menjadi terminal regasifikasi dan pusat pelatihan karena penurunan produksi.

### **2.3.2 Kapal LNG (*LNG Carrier*)**

Salah satu alat transportasi untuk mendistribusikan LNG dari kilang LNG ke terminal penerima adalah kapal pengangkut LNG atau *LNG carrier*. Kapal LNG pertama adalah kapal "*Methane Pioneer*" yang merupakan kapal konversi dari kapal tanker kecil. Kapal ini mengangkut LNG dari Teluk Meksiko ke Sungai Thames, Inggris pada tahun 1959. Pengguna kapal LNG umumnya digunakan untuk mendistribusikan LNG pada rute menengah atau jauh. Terdapat berbagai kapasitas angkut kapal LNG, secara umum dibagi menjadi 4 kelompok kapasitas, yaitu kelompok kapal kapasitas sangat besar ( $200.000\text{m}^3$ ), kapal kapasitas besar ( $125.000\text{m}^3$ ,  $138.000\text{m}^3$ ,  $145.000\text{m}^3$ ), kapal kapasitas standar ( $75.000\text{m}^3$ ), kapal kapasitas kecil (dibawah  $40.000\text{m}^3$ ). Untuk distribusi LNG jarak jauh dengan permintaan besar akan lebih efektif dengan menggunakan kapal kapasitas besar, sebaliknya untuk distribusi LNG jarak relatif dekat dan permintaan kecil akan efektif menggunakan kapal kapasitas kecil.

### 2.3.3 Terminal Penerima (*Receiving Terminal*)

Terminal penerima merupakan fasilitas yang secara umum berfungsi untuk menerima, menyimpan, serta mengalirkan LNG ke konsumen. Lokasi terminal penerima harus memenuhi empat kriteria yaitu dari segi keselamatan, keamanan, adanya akses terhadap laut, serta luas area yang menjamin jarak yang aman dari aktivitas manusia di sekitarnya (Aldrin, 2014).



**Gambar 2. 3** Skema Proses pada terminal LNG

Sumber <http://www.ihl.com.au>

Skema proses pada terminal LNG secara umum dapat dilihat pada Gambar 2.3. LNG dari kapal LNG dialirkan ke tangki penyimpanan. Ketika proses pemindahan ke tangki tersebut, sebagian kecil LNG yang berubah fase menjadi gas yang biasa disebut BOG (*Boil of Gas*). BOG ketika proses *unloading* LNG, dialirkan kembali ke kapal LNG melalui *return gas blower* yang bertujuan agar tangki LNG pada kapal terisi gas alam, tidak terisi oleh gas lain. Akan sangat berbahaya kalau tangki pada kapal LNG terisi oleh oksigen atau gas lainnya. BOG juga terjadi di tangki penyimpanan meskipun tidak dalam proses *unloading* LNG, BOG pada kondisi ini dialirkan melalui LNG BOG kompresor untuk kemudian didistribusikan melalui pipa gas. Sedangkan LNG yang ada di tangki penyimpanan dilakukan proses regasifikasi. Proses regasifikasi dilakukan dengan tujuan mengubah LNG menjadi gas alam. Setelah proses regasifikasi gas alam akan dengan mudah dialirkan melalui pipa gas ke pembangkit atau ke kota sebagai *town gas*.

## **2.4 Pembangkit di Kepulauan Maluku**

Pembangkit yang direncanakan untuk disuplai dengan LNG terletak di provinsi Maluku Utara, dan provinsi Maluku. Berikut ini deskripsi pengembangan pembangkit di provinsi Maluku dan Maluku Utara yang bersumber dari Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PLN 2015-2024.

### **2.4.1 Provinsi Maluku**

Saat ini terdapat 8 sistem kelistrikan di Provinsi Maluku yang memiliki beban di atas 2 MW dimana sistem kelistrikan terbesar adalah sistem Ambon. Sistem ini memiliki daya mampu sekitar 51,4 MW dan beban puncak 54,0 MW. Dengan demikian saat ini sistem kelistrikan di Ambon mengalami defisit daya sebesar 2,6 MW.

Dalam lima tahun terakhir pertumbuhan ekonomi di Maluku lebih baik dari periode sebelumnya, yaitu sekitar 5,81% per tahun. Melihat kecenderungan pertumbuhan ekonomi tersebut, diproyeksikan pertumbuhan ekonomi provinsi Maluku 10 tahun mendatang rata rata mencapai 6,04 % dan hingga tahun 2024 kebutuhan listrik provinsi Maluku diperkirakan meningkat menjadi 265 MW. Proyeksi kebutuhan listrik Provinsi Maluku hingga tahun 2024 dapat dilihat pada Grafik 2.2.

Kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2024 akan dapat dipenuhi dengan membangun tambahan pembangkit di Provinsi Maluku dengan kapasitas total 391 MW termasuk Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) dan Pembangkit Listrik Tenaga Matahari (PLTM). Rincian pengembangan pembangkit di Provinsi Maluku dapat dilihat pada Tabel 2.1. Lokasi tiap pembangkit dapat dilihat pada Gambar 2.4 dan 2.5.



**Grafik 2. 2** Proyeksi kebutuhan listrik Provinsi Maluku

**Tabel 2. 1** Pengembangan Pembangkit Provinsi Maluku\*

No	Pembangkit	Daya (MW)	LNG (mmscfd)
1	PLTD Namlea	6,4	1,28
2	PLTD Mako	4,3	0,86
3	PLTU Ambon 1	30	6
4	PLTU Ambon 2	30	6
5	PLTU Ambon 3	50	10
6	PLTU Waai	30	6
7	PLTD POKA	34,9	6,98
8	PLTD Hative Kecil	44,7	8,94
9	PLTMG Ambon Peaker	70	3,5
10	PLTD Masohi	8,1	1,62
11	PLTMG Seram Peaker	20	1
12	PLTMG Langgur	20	4





Saat ini terdapat 5 sistem kelistrikan di Provinsi Maluku yang

Dalam lima tahun terakhir pertumbuhan ekonomi di Maluku





**Grafik 2. 3** Proyeksi kebutuhan listrik Provinsi Maluku Utara

Kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2024 dapat dipenuhi dengan mengembangkan PLTU, PLTMG, PLTP, dan PLTM di Provinsi Maluku Utara dengan kapasitas total 180 MW. Rincian pengembangan pembangkit di Provinsi Maluku dapat dilihat pada Tabel 2.2. Lokasi tiap pembangkit dapat dilihat pada Gambar 2.6.

**Tabel 2. 2** Pembangkit Provinsi Maluku Utara\*

No	Pembangkit	Daya (MW)	LNG (mmscfd)
1	PLTMG Tobelo Peaker	10	0.5
2	PLTMG Malifut Peaker	5	0,25
3	PLTMG Ternate Peaker	40	2
4	PLTD Kayu Merah	41	8,2
5	PLTU Tidore 1	14	2,8



## 2.5 Optimasi

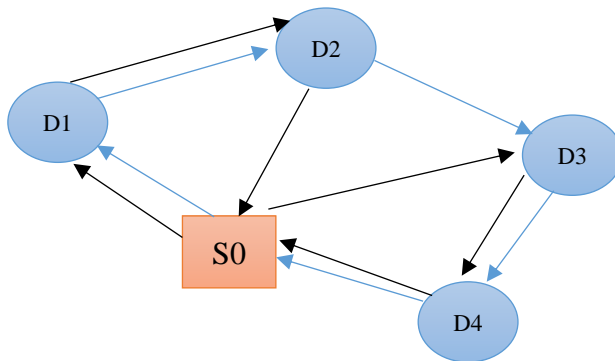
Optimasi adalah suatu proses untuk mencapai hasil yang optimal atau hasil dengan nilai efektif yang dapat dicapai. Tujuan dari optimasi adalah merancang atau membuat sesuatu secara optimal. Metode untuk menyelesaikan suatu permasalahan dengan menggunakan optimasi sangat beragam tergantung jenis permasalahannya. Pada umumnya permasalahan-permasalahan untuk mendapatkan nilai yang optimal dapat dirumuskan dalam pemodelan matematis. Dalam menyelesaikan permasalahan optimasi yang pertama harus dilakukan adalah memahami secara menyeluruh permasalahan yang akan dicari solusinya. Setelah permasalahan telah dipahami, maka langkah selanjutnya adalah membuat model matematika yang merepresentasikan karakteristik dari permasalahan yang ada. Kemudian menyelesaikan model matematika dengan menggunakan metode tertentu, yaitu menentukan nilai variabel-variabel yang mengoptimalkan nilai fungsi tujuan. Selanjutnya membuat interpretasi penyelesaian berdasarkan hasil penyelesaian model.

## 2.6 Linear Programming

*Linear programming* merupakan salah satu metode matematis yang dapat digunakan untuk menyelesaikan permasalahan optimasi. Dikatakan sebagai *liner programming* karena fungsi tujuan dari suatu permasalahan dimodelkan pada persamaan garis lurus atau persamaan linier. Pada permasalahan transportasi, *linear programming* dapat digunakan untuk mendapatkan hasil rute terpendek dan jumlah armada yang optimal dengan minimum biaya transportasi. Sama seperti penyelesaian permasalahan optimasi pada umumnya, pertama yang harus dilakukan dalam *linear programming* adalah mengidentifikasi dan memahami masalah. Setelah masalah telah teridentifikasi, langkah yang dilakukan selanjutnya adalah mengubahnya menjadi model matematis. Menurut Ludfi (2010) pada pembuatan pemodelan matematis terdiri dari 3 tahap, yaitu:

1. Menentukan variabel yang tidak diketahui atau variabel keputusan dan menyatakannya dalam simbol matematis.
2. Membuat fungsi tujuan yang berupa hubungan linear (bukan perkalian) dari variabel keputusan.
3. Menentukan semua kendala dalam permasalahan yang dinyatakan dalam persamaan dan pertidaksamaan matematis dalam bentuk hubungan linear dari variabel keputusan.

Penggunaan *linear programming* dalam permasalahan transportasi secara sederhana dapat diilustrasikan sebagai berikut:



**Gambar 2. 7** ilustrasi distribusi

Bahan bakar 4 pembangkit (D1, D2, D3, D4) akan disuplai oleh sumber S0. Untuk mendapatkan biaya minimum dalam mendistribusikan bahan bakar, maka perlu menentukan rute distribusi bahan bakar dari sumber ke pembangkit yang ada serta pemilihan jenis dan jumlah kendaraan untuk mengangkut bahan bakar. Kemungkinan rute yang terjadi tersedia pada tabel berikut:

**Tabel 2. 3** Contoh rute yang memungkinkan

No	Rute	Pembangkit yang dilayani			
		1	2	3	4
1	0-1-0	1	0	0	0
2	0-2-0	0	1	0	0
3	0-3-0	0	0	1	0
4	0-4-0	0	0	0	1
5	0-1-2-0	1	1	0	0
6	0-1-3-0	1	0	1	0
7	0-1-4-0	1	0	0	1
8	0-2-3-0	0	1	1	0
9	0-2-4-0	0	1	0	1
10	0-3-4-0	0	0	1	1
11	0-1-2-3-0	1	1	1	0
12	0-1-2-4-0	1	1	0	1
13	0-1-3-4-0	1	0	1	1
14	0-2-3-4-0	0	1	1	1
15	0-1-2-3-4-0	1	1	1	1

Pemodelan matematis yang digunakan dalam menentukan rute, dan jumlah kendaraan adalah sebagai berikut:

$$Z = \text{Min} \sum_{r \in R} c_r^k x_r \quad (2.1)$$

Dengan  $c_r^k$  merupakan biaya investasi rute  $r$  dengan menggunakan kendaraan  $k$ ,  $x_r$  merupakan variabel yang menyatakan bahwa rute  $r$  terpilih untuk mendistribusikan bahan bakar dari sumber ke pembangkit. Batasan yang digunakan untuk memecahkan permasalahan di atas adalah:

$$\sum_{i: i \in R} d_{ir} \leq M_k Q_k \quad (2.2)$$

$$d_{ir} \leq Q_k \quad \forall i \in r \quad (2.3)$$

$$\sum_{r \in R} A_{ir} x_r = 1 \quad (2.4)$$

$$x_r = \text{binary} \quad (2.5)$$

$$A_{ir} = \text{binary} \quad (2.6)$$

Batasan pertama menyatakan bahwa total *demand* pada rute  $r$  kurang dari atau sama dengan total kapasitas  $Q$  yang bisa diangkut oleh seluruh kendaraan  $k$ . Lebih sederhana dapat dikatakan  $demand \leq supply$ . Batasan kedua menyatakan bahwa *demand* untuk setiap rute  $r$  kurang dari atau sama dengan kapasitas muatan untuk setiap kendaraan  $k$ . Batasan ketiga menyatakan bahwa setiap pembangkit hanya akan dilayani oleh satu rute saja. Nilai dari jumlah kendaraan adalah integer dan *demand* pembangkit pada tiap rute lebih dari sama dengan 0.

## 2.7 Biaya Transportasi

Biaya transportasi digunakan untuk menghitung besarnya biaya yang timbul akibat pengoperasian suatu alat transportasi yang dalam hal ini kapal untuk mengangkut suatu barang dalam kurun waktu tertentu. Biaya pengoperasian kapal tahunan menurut Stopford (2009) terdiri dari biaya operasional (*operational cost*), biaya pelayaran (*voyage cost*), biaya capital (*capital cost*), dan biaya bongkar muat (*cargo handling cost*).

Biaya Operasional adalah biaya-biaya tetap yang dikeluarkan untuk aspek operasional sehari-hari selain biaya bahan bakar. Komponen biaya operasional terdiri dari biaya kru kapal, biaya asuransi, biaya administrasi, biaya perawatan rutin dan *store cost*. Biaya pelayaran adalah biaya variabel yang dikeluarkan kapal untuk kebutuhan selama pelayaran. Komponen biaya pelayaran terdiri dari biaya bahan bakar dan biaya pelabuhan. Biaya modal adalah harga kapal ketika dibeli dan dibangun. Dalam beberapa kasus perencanaan transportasi menggunakan kapal sewa (*charter ship*), biaya modal (*capital cost*) dan biaya operasional (*operational cost*) diwakili oleh biaya sewa (*charter hire*). Biaya bongkar muat adalah biaya untuk memindahkan muatan dari kapal

ke dermaga atau sebaiknya. Biaya bongkar muat ditentukan oleh beberapa faktor diantaranya jenis muatan, jumlah muatan, jenis kapal, dan karakteristik dari terminal dan pelabuhan.

## 2.8 Kajian Ekonomis

Kajian ekonomis dilakukan untuk menilai investasi yang akan dijalankan memberikan keuntungan atau tidak. Parameter yang digunakan untuk mengkaji keekonomian pada studi ini diantaranya *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR), serta *Payback Period* (PP).

*Net Present Value* (NPV) merupakan perhitungan perkiraan arus kas pada jangka waktu periode investasi yang nilainya di ekuivalensi pada nilai saat ini. NPV dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} \quad (2.7)$$

Dimana:

- B<sub>t</sub> = Manfaat pada tahun ke t
- C<sub>t</sub> = Biaya pada tahun ke t
- 1/(1+i)<sup>t</sup> = *Discount factor*
- t = tahun (1, 2, 3, 4.....n)
- n = Umur proyek

Suatu investasi dinilai menguntungkan atau bermanfaat bagi perusahaan jika nilai NPV lebih dari 0 (nol). Sebaliknya suatu investasi dinilai merugikan jika nilai NPV kurang dari 0 (nol). Sedangkan jika nilai NPV sama dengan 0 (nol), investasi yang dilakukan tidak mengakibatkan perusahaan untung maupun rugi.

*Internal Rate of Return* merupakan indikator tingkat efisiensi suatu investasi. Dengan menggunakan IRR akan diketahui tingkat bunga atau *discount factor* yang membuat NPV sama dengan 0 (nol). Apabila IRR lebih besar daripada tingkat bunga yang disyaratkan oleh investor maka investasi tersebut diterima.

Sebaliknya jika IRR lebih kecil dari tingkat bunga yang disyaratkan maka investasi tersebut ditolak. IRR dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut:

$$IRR = i_1 + \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} (i_1 - i_2) \quad (2.8)$$

Dimana:

$i_1$  = tingkat diskonto yang menghasilkan NPV positif

$i_2$  = tingkat diskonto yang menghasilkan NPV negatif

$NPV_1$  = NPV positif

$NPV_2$  = NPV mg

*Payback Period* merupakan periode atau jangka waktu yang diperlukan untuk mengembalikan biaya investasi (*initial cash investment*). Dengan kata lain *payback period* juga dapat dikatakan sebagai rasio biaya investasi awal dengan aliran kas per tahun. IRR dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut:

$$PP = \frac{\text{Initial Investment}}{\text{Cash Flow}} \times 1 \text{ tahun} \quad (2.9)$$

## 2.9 Studi Hasil Penelitian Sebelumnya

Ludfi (2014) meneliti distribusi CNG dari *supplier* yang terdiri dari CNG Plant Gresik, CNG Plant Sidoarjo, dan CNG Plant Pasuruan ke konsumen yang terletak di Pati, Tegal, dan Jogjakarta. Penentuan rute dan jumlah kendaraan untuk mendistribusikan CNG dari *supplier* ke konsumen menggunakan optimasi *linear programming*. Hasil yang terpilih terdapat 9 rute distribusi dengan menggunakan 4 truk.

Nurhadi (2014) menganalisa rantai pasok LNG dari Jawa Timur ke Lampung dan juga menganalisa biaya investasinya. Analisa Biaya Modal/*Capital Cost* dalam rantai pasok LNG antara lain terdiri dari investasi pembangunan *Mini LNG Plant*, investasi pembangunan *loading terminal*, serta biaya transportasi. Hasil dari



analisa investasi dapat disimpulkan bahwa margin jual LNG yang optimal adalah 3.5 – 4 US\$/mmbtu dengan jangka waktu pengembalian investasi 8-9 tahun, *internal rate of return* 11%, serta *net present value* 62 juta US\$.

Galih (2015) menganalisa keekonomian sistem *bunkering* LNG untuk bahan bakar di kapal dimana terdapat dua pertimbangan dalam perhitungan keekonomian yaitu *Capital Expenditure (CAPEX)* atau biaya investasi awal dan *Operational Expenditure (OPEX)* atau biaya operasional.

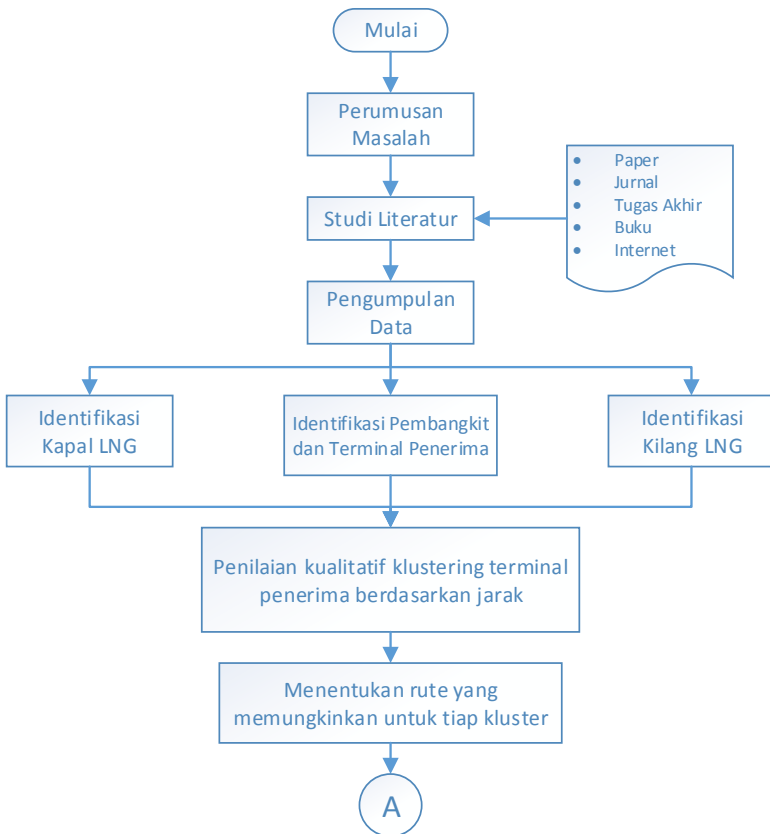
Putu (2015) menganalisa rantai pasok LNG untuk pembangkit di Bali dengan menggunakan linier programming. Analisa menggunakan 5 opsi kapal *small scale LNG carrier* dengan variasi ukuran kapal 2500m<sup>3</sup>, 7500m<sup>3</sup>, 10000m<sup>3</sup>, 19500m<sup>3</sup>, dan 23000m<sup>3</sup>. Hasil dari proses optimasi menunjukkan bahwa untuk memenuhi kebutuhan 3 pembangkit diperlukan 3 kapal yang berukuran 2500m<sup>3</sup>.

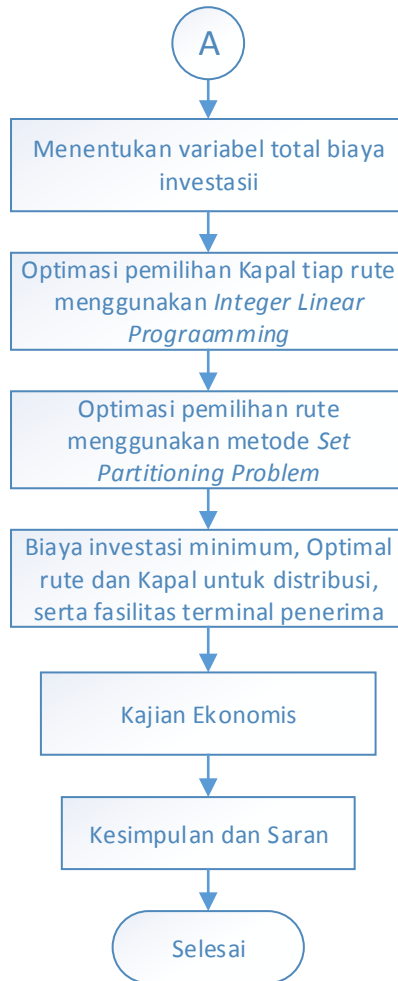
*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

### BAB III

## METODOLOGI PENELITIAN

Dalam pengerjaan tugas akhir ini, terdapat proses terstruktur yang berfungsi untuk mempermudah dalam pengerjaan tugas akhir nantinya. Berikut *flowchart* metode penelitian tugas akhir ini.





**Gambar 3. 1** Flowchart Metodologi Penelitian

Langkah yang dilakukan untuk menyelesaikan tugas akhir mengenai optimasi distribusi LNG untuk Pembangkit di Kepulauan Maluku antara lain:

### **1.1 Perumusan masalah**

Perumusan masalah merupakan tahap awal dalam mengerjakan tugas akhir. Pada tahap inilah akan terungkap kondisi saat ini dan permasalahan yang mungkin akan terjadi, sehingga dapat ditentukan apakah permasalahan yang ada layak untuk diselesaikan melalui tugas akhir atau tidak. Permasalahan dapat diketahui melalui observasi, menggali informasi yang ada saat ini ataupun melalui data statistik yang ada dan kecenderungannya di waktu yang akan datang. Pada tahap ini pula, diketahui tujuan dari penulisan tugas akhir. Pada tugas akhir ini, permasalahan yang akan dibahas mengenai optimasi distribusi LNG untuk Pembangkit di Kepulauan Maluku.

### **1.2 Studi literatur**

Langkah selanjutnya setelah permasalahan sudah diketahui adalah studi literatur. Pada tahap ini, segala hal yang berkaitan dengan permasalahan dicari tahu dan dipelajari, sehingga dapat memberi gambaran apa yang harus dilakukan untuk memecahkan permasalahan tersebut. Studi literatur dapat dilakukan dengan cara membaca buku, *paper*, maupun jurnal yang berhubungan dengan optimasi distribusi LNG.

### **1.3 Pengumpulan data**

Hasil setelah melakukan studi literatur adalah dapat mengetahui langkah atau cara memecahkan masalah untuk mencapai tujuan yang diinginkan. Tahap selanjutnya adalah pengumpulan data dimana pada tahap ini, data pendukung tentang permasalahan yang sesuai dengan metode yang digunakan, dikumpulkan untuk dilakukan analisa lebih lanjut. Data yang dikumpulkan mengenai permasalahan optimasi distribusi LNG untuk pembangkit adalah data kebutuhan listrik, data lokasi dan kapasitas pembangkit yang akan disuplai, data lokasi kilang LNG serta data kapal LNG. Data kebutuhan listrik diperlukan untuk mengetahui data kebutuhan listrik kedepan yang nantinya

berpengaruh pada *demand* atau permintaan LNG. Lalu data pembangkit dibutuhkan untuk mengetahui posisi pembangkit yang nantinya berpengaruh pada fasilitas atau infrastruktur pendukung rantai pasok LNG dan desain rantai pasok LNG. Sedangkan data kapal LNG dibutuhkan mengingat kapal LNG merupakan kapal khusus yang memiliki standar ukuran tertentu. Kapal LNG yang nantinya digunakan sesuai dengan kapasitas permintaan dan kondisi geografis perairan dimana pembangkit akan disuplai dengan LNG.

#### **1.4 Penilaian kualitatif *clustering* terminal penerima berdasarkan jarak**

*Clustering* atau pengelompokan perlu dilakukan untuk memudahkan identifikasi rute yang mungkin. Terdapat banyak metode *clustering*, salah satunya adalah dengan menggunakan metode kualitatif. Metode kualitatif dapat digunakan pada permasalahan ini karena secara geografis letak terminal penerima yang merupakan representatif pembangkit terbagi menjadi tiga kelompok besar.

#### **1.5 Menentukan rute yang mungkin tiap *cluster***

Jumlah rute yang mungkin (*feasible route*) dapat diidentifikasi dengan cara menggunakan persamaan kombinasi. Namun kelemahan dari kombinasi adalah rute yang muncul tidak memperhatikan urutan, padahal dengan urutan yang berbeda jarak yang ditempuh berbeda pula. Oleh karena itu untuk selain menggunakan kombinasi, identifikasi rute yang mungkin menggunakan metode *Travelling Salesman Problem* (TSP).

#### **1.6. Menentukan variabel total biaya investasi**

Dalam menghitung total biaya investasi yang harus diketahui adalah variabel-variabel apa saja yang dibutuhkan dalam perhitungan. Pada permasalahan distribusi LNG, investasi yang dikeluarkan berupa investasi terminal penerima, operasional terminal penerima, serta biaya transportasi. Variabel-variabel pada

perhitungan biaya transportasi merupakan variabel turunan dari data kilang LNG, data kapal, dan data pembangkit. Identifikasi variabel variabel tersebut perlu dilakukan sehingga total biaya investasi dapat diketahui.

### **1.7. Optimasi pemilihan kapal tiap rute menggunakan *Integer Linear Programming***

Distribusi LNG berawal dari kilang LNG hingga ke terminal penerima. Moda transportasi yang digunakan untuk distribusi pada permasalahan distribusi ini adalah kapal LNG. Untuk memilih kapal yang akan beroperasi melayani suatu rute tertentu dapat dilakukan melalui proses optimasi. Optimasi dilakukan untuk memilih kapal dengan biaya transportasi yang minimum tapi memenuhi batasan (*constraint*). Salah satu metode optimasi yang dapat digunakan adalah *Integer Linear Programming*. *Integer Linear Programming* (ILP) akan memutuskan kapal ukuran berapa yang melayani suatu rute.

### **1.8. Optimasi pemilihan rute menggunakan *Set Partitioning Problem***

Metode optimasi yang dapat digunakan untuk memilih rute dalam pendistribusian LNG adalah metode *Set Partitioning Problem*. Dengan menggunakan *Set Partitioning Problem*, semua terminal penerima dapat terlayani satu kali. Berbeda dengan metode *set covering* dimana dimungkinkan satu terminal penerima dapat terlayani oleh 2 kali atau lebih. *Set Partitioning Problem* sangat cocok digunakan dalam permasalahan kali ini karena *demand* dari tiap terminal penerima jauh lebih kecil dari kapasitas muatan kapal LNG.

### **1.9. Total biaya investasi minimum, optimal rute, dan kapal untuk distribusi**

Hasil akhir dari proses optimasi adalah total biaya investasi yang terdiri dari biaya investasi terminal penerima, biaya transportasi, serta biaya operasional terminal penerima. Total biaya

investasi berdasarkan rute yang optimal untuk melayani seluruh terminal penerima.

#### **1.10. Kajian Ekonomis**

Model distribusi yang didapatkan dengan proses optimasi, selanjutnya dikaji dari segi ekonomis dengan menggunakan parameter NPV, IRR, dan *Pay Back Period*.

#### **1.11. Kesimpulan dan Saran**

Tahap terakhir adalah membuat kesimpulan dari keseluruhan proses yang telah dilakukan dan juga harus menjawab rumusan masalah yang ada. Selanjutnya adalah memberikan saran berdasarkan hasil analisa dan pembahasan yang nantinya dapat dijadikan dasar untuk penelitian selanjutnya baik terkait langsung dengan permasalahan yang ada maupun metodologi yang digunakan



## **BAB IV**

### **ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN**

#### **4.1 Umum**

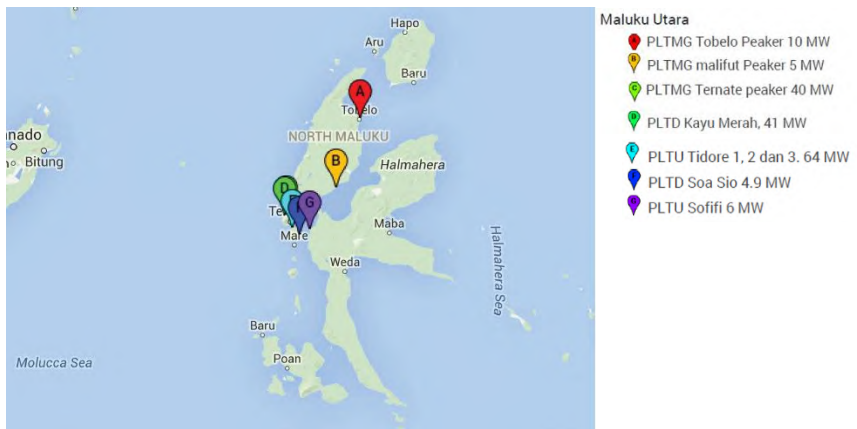
Pemanfaatan gas bumi untuk kebutuhan domestik telah tertuang pada peraturan menteri ESDM nomor 37 tahun 2015. Salah satu prioritas penggunaan gas bumi nasional pada sektor penyediaan tenaga listrik dan industri yang menggunakan gas bumi sebagai bahan bakar. Pengembangan signifikan tenaga listrik untuk wilayah Indonesia timur terdapat di Provinsi Maluku dengan total pengembangan 391 MW dan Provinsi Maluku Utara dengan total pengembangan 180 MW untuk semua jenis pembangkit listrik, yang direncanakan akan terealisasi pada tahun 2024. Untuk memenuhi kebutuhan gas yang digunakan sebagai bahan bakar pembangkit di kedua provinsi tersebut rencananya gas dipasok dari kilang LNG Donggi Senoro yang terletak di Kabupaten Batui, Sulawesi Tengah kapasitas produksi 2 MTPA dan kilang LNG Tangguh yang terletak di Teluk Bintuni, Provinsi Papua Barat dengan kapasitas produksi 7 MTPA ditambah rencana pembangunan Tangguh *train* 3 dengan kapasitas 3,8 MTPA.

Dari seluruh pembangkit yang ada di Kepulauan Maluku dibagi menjadi 3 *cluster* berdasarkan letak geografis yaitu *cluster* 1 untuk wilayah Provinsi Maluku Utara yang terdiri dari 6 terminal penerima, *cluster* 2 untuk wilayah Pulau Buru, Pulau Seram, dan Pulau Ambon yang terdiri dari 6 terminal penerima, serta *cluster* 3 untuk wilayah Kepulauan Aru, Kepulauan Kai, dan Kepulauan Tanimbar yang terdiri dari 3 terminal penerima. Optimasi distribusi LNG untuk memenuhi kebutuhan seluruh pembangkit menggunakan kapal LNG dengan variasi ukuran 2.500 m<sup>3</sup>, 7.500 m<sup>3</sup>, 10.000 m<sup>3</sup>, 19.500 m<sup>3</sup>, dan 23.000 m<sup>3</sup>. Rute, Ukuran Kapal LNG serta Ukuran terminal penerima terpilih melalui proses optimasi.

## 4.2 Pengumpulan Data

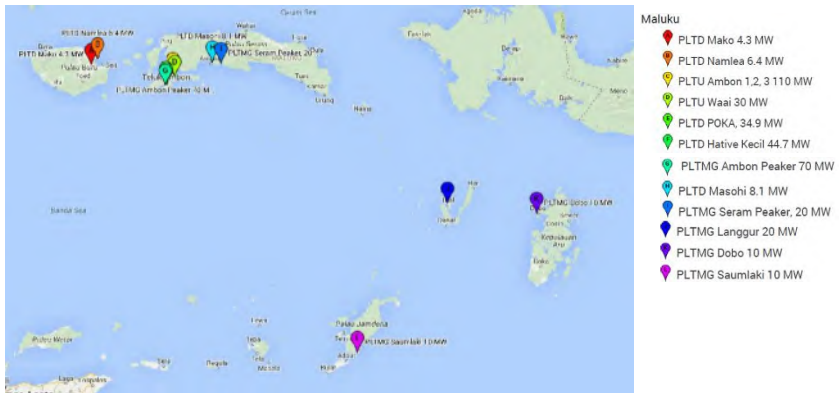
### 4.2.1 Identifikasi Pembangkit dan Terminal Penerima

Pada penelitian distribusi LNG ini, yang menjadi tujuan distribusi adalah pembangkit listrik di Kepulauan Maluku. Pembangkit yang direncanakan untuk dipasang terdiri dari 9 pembangkit di Provinsi Maluku Utara dan 14 pembangkit di Provinsi Maluku. Letak dan daya pembangkit tiap provinsi diilustrasikan pada Gambar 4.1 dibawah ini.



**Gambar 4. 1** Pembangkit di Provinsi Maluku Utara

Di Provinsi Maluku Utara, sebagian besar pembangkit terletak di sekitar Pulau Ternate dan Tidore sebanyak 7 pembangkit dengan daya total 155,9 MW. 7 pembangkit tersebut adalah PLTMG Ternate Peaker, PLTD Kayu Merah, PLTU Tidore 1, 2, dan 3, PLTU Sofifi serta PLTD Soa Sio sedangkan 2 pembangkit lain terletak di Tobelo dan Malifut (Gambar 4.1). Berdasarkan lokasi pembangkit sesuai Gambar 4.1, maka direncanakan terdapat 6 terminal penerima yang ada di Provinsi Maluku Utara yaitu di Tobelo, Malifut, Ternate, Tidore, Soa Sio, dan Sofifi. Pembangkit yang dilayani oleh masing-masing terminal dapat dilihat pada tabel 4.1.



**Gambar 4. 2** Pembangkit di Provinsi Maluku

Di Provinsi Maluku, letak pembangkit tersebar di beberapa pulau yaitu Pulau Buru (2 Pembangkit), Pulau Ambon (7 pembangkit), Pulau Seram (2 pembangkit), Pulau Dullah (1 Pembangkit), Pulau Warman (1 pembangkit)), dan Pulau Jamdena (1 pembangkit). Namun sebaran letak pembangkit tidak sebanding dengan penyebaran kapasitas pembangkit. Di Provinsi Maluku kapasitas pembangkit yang terbesar terletak di Pulau Ambon dengan 289,6 MW, kapasitas total pembangkit di Provinsi Maluku 368,4 MW (Gambar 4.2). Berdasarkan lokasi pembangkit diatas, maka untuk Provinsi Maluku direncanakan terdapat 6 terminal penerima yaitu di Namlea, Ambon, Waai, Sepa, Amahai, Langgur, Dobo, dan Saumlaki. Pembangkit yang dilayani oleh masing-masing terminal dapat dilihat pada tabel 4.1.

Penentuan lokasi dan jumlah terminal penerima berdasarkan lokasi pembangkit. Idealnya, satu pembangkit dilayani oleh satu terminal penerima dan untuk memudahkan *unloading* LNG dari kapal ke terminal penerima maka terminal penerima harus terletak di dekat laut. Untuk pembangkit yang lokasinya berdekatan diasumsikan terminal penerima digabung menjadi satu. Lokasi tiap terminal penerima dapat dilihat pada Lampiran A.

**Tabel 4. 1** Identifikasi *demand* LNG terminal penerima

Terminal Penerima	Lokasi	Pembangkit	Daya (MW)	demand LNG (m3/d)
1	Tobelo, P. Halmahera	PLTMG Tobelo Peaker	10	19.57
2	Malifut, P. Halmahera	PLTMG Malifut Peaker	5	9.78
3	Ternate	PLTD Kayu Merah	41	399.13
		PLTMG Ternate Peaker	40	
4	Tidore	PLTU Tidore 1,2, dan 3	64	500.87
5	Sofifi, P. Halmahera	PLTU Sofifi	6	46.96
6	Soa Sio, P. Tidore	PLTD Soa Sio	4.9	38.35
7	Namlea, P. Buru	PLTD Namlea	6.4	83.74
		PLTD Mako	4.3	
8	Masohi, P. Seram	PLTD Masohi	8.1	63.39
9	Sepa, P. Seram	PLTMG Seram Peaker	20	39.13
10	Liang, P. Ambon	PLTU Ambon 1,2, dan 3	110	860.87
11	Waai, P. Ambon	PLTU Waai	30	234.78
12	Teluk Ambon	PLTMG Ambon Peaker	70	759.91
		PLTD Hative kecil	44.7	
		PLTD Poka	34.9	
13	Langgur, P. Kai Ketil	PLTMG Langgur	20	156.52
14	Dobo, P. Warman	PLTMG Dobo	10	78.26
15	Saumlaki, P. Jamdena	PLTMG Saumlaki	10	78.26

#### 4.2.2 Identifikasi Kilang LNG

Kilang LNG Indonesia saat ini ada di 4 lokasi yaitu di Bontang (Kalimantan Timur), Arun (Aceh), Tangguh (Papua Barat) dan Donggi Senoro (Sulawesi Tengah). Namun, kilang di Arun telah beralih fungsi menjadi terminal regasifikasi dikarenakan produksi gas telah menurun dan tidak ekonomis lagi. Sehingga yang tersedia hanya 3 kilang yaitu kilang Bontang, Tangguh, dan Donggi. Pada penelitian ini ditentukan kilang LNG yang dianalisa sebagai pemasok LNG untuk pembangkit di Kepulauan Maluku adalah Donggi Senoro LNG dan Tangguh LNG. Kedua sumber LNG tersebut dipilih berdasarkan lokasi yang cenderung lebih dekat dengan *demand* yang berada di Kepulauan Maluku (Gambar 4.3). Kapasitas produksi dari kedua kilang tersebut melebihi *demand* dimana kapasitas kilang Donggi Senoro 2 MTPA dan Tangguh mencapai 10,8 MTPA termasuk Tangguh *train* 3 yang sedang direncanakan untuk dibangun sedangkan

*demand* untuk pembangkit di Kepulauan Maluku sekitar 0,566 MTPA.



**Gambar 4.3** Sebaran lokasi kilang LNG dan lokasi pembangkit

Identifikasi jarak antara kilang dengan terminal penerima maupun antar kilang penerima perlu dilakukan untuk menghitung estimasi waktu kapal berlayar. Setelah mengetahui lokasi tiap terminal penerima dan lokasi kilang, dengan menggunakan bantuan *google my maps* diperoleh matriks jarak sesuai dengan Tabel 4.2.

**Tabel 4. 2** Matriks Jarak (nm)

	Tanggguh LNG	DS LNG	Receiving Terminal 1	Receiving Terminal 2	Receiving Terminal 3	Receiving Terminal 4	Receiving Terminal 5	Receiving Terminal 6	Receiving Terminal 7	Receiving Terminal 8	Receiving Terminal 9	Receiving Terminal 10	Receiving Terminal 11	Receiving Terminal 12	Receiving Terminal 13	Receiving Terminal 14	Receiving Terminal 15
Tanggguh LNG			497.2	512.8	530.6	536.7	547.2	540.6	387.8	365.2	347.2	410.8	402.2	420	283.9	321.7	467.2
DS LNG			550.6	599.4	395.6	391.1	399.4	395	367.8	481.1	499.1	437.2	445.8	437.8	767.8	838.3	762.8
Receiving Terminal 1	497.2	550.6	0	52.17	175.6	196.7	185.6	188.9	445	556.1	559.4	510	518.9	514.4	850.6	908.3	833.9
Receiving Terminal 2	512.8	599.4	52.17	0	223.9	243.3	231.7	235	487.8	597.8	606.7	560.6	569.4	556.1	888.9	960	882.2
Receiving Terminal 3	530.6	395.6	175.6	223.9	0	13.61	18.22	17.78	282.2	399.4	404.4	355.6	363.3	350.6	686.1	758.9	672.2
Receiving Terminal 4	536.7	391.1	196.7	243.3	13.61	0	12.06	11.11	278.9	396.1	401.1	351.7	360	343.9	680.6	744.4	669.4
Receiving Terminal 5	547.2	399.4	185.6	231.7	18.22	12.06	0	6.444	283.9	401.1	406.1	357.2	365	350	680	754.4	673.9
Receiving Terminal 6	540.6	395	188.9	235	17.78	11.11	6.444	0	280.6	396.7	402.8	353.9	361.1	346.7	677.8	750.6	670
Receiving Terminal 7	387.8	367.8	445	487.8	282.2	278.9	283.9	280.6	0	136.7	141.7	92.78	101.1	85	422.8	489.4	411.7
Receiving Terminal 8	365.2	481.1	556.1	597.8	399.4	396.1	401.1	396.7	136.7	0	17.94	43.06	42.5	86.67	314.4	381.7	354.4
Receiving Terminal 9	347.2	499.1	559.4	606.7	404.4	401.1	406.1	402.8	141.7	17.94	0	50.06	49.39	90.56	297.8	366.1	351.7
Receiving Terminal 10	410.8	437.2	510	560.6	355.6	351.7	357.2	353.9	92.78	43.06	50.06	0	8.556	51.61	345	412.8	362.2
Receiving Terminal 11	402.2	445.8	518.9	569.4	363.3	360	365	361.1	101.1	42.5	49.39	8.556	0	43.89	342.2	410.6	355
Receiving Terminal 12	420	437.8	514.4	556.1	350.6	343.9	350	346.7	85	86.67	90.56	51.61	43.89	0	364.4	431.1	357.8
Receiving Terminal 13	283.9	767.8	850.6	888.9	686.1	680.6	680	677.8	422.8	314.4	297.8	345	342.2	364.4	0	118.9	208.9
Receiving Terminal 14	321.7	838.3	908.3	960	758.9	744.4	754.4	750.6	489.4	381.7	366.1	412.8	410.6	431.1	118.9	0	244.4
Receiving Terminal 15	467.2	762.8	833.9	882.2	672.2	669.4	673.9	670	411.7	354.4	351.7	362.2	355	357.8	208.9	244.4	0

#### 4.2.3 Identifikasi Kapal LNG (*LNG Carrier*)

Pada penelitian distribusi LNG dari kilang ke terminal penerima direncanakan menggunakan kapal LNG dengan ukuran relatif kecil (*mini LNG carrier*) dengan ukuran dari 2.500 m<sup>3</sup> sampai 23.000 m<sup>3</sup>. *Mini LNG carrier* sangat cocok digunakan untuk distribusi LNG di kepulauan Indonesia, karena jumlah *node* banyak dengan jarak yang tidak terlalu jauh dan permintaan masing-masing *node* relatif kecil. Mengacu pada putu (2011), lima kapal LNG yang dijadikan sebagai kapal pembanding antara lain:

1. Shinju Maru (2.500 m<sup>3</sup>)
2. Coral Methane (7.500 m<sup>3</sup>)
3. Norgas (10.000 m<sup>3</sup>)
4. Surya Aki (19.500 m<sup>3</sup>)
5. Surya Satsuma (23.000 m<sup>3</sup>)

Dari kelima kapal diatas didapatkan data yang dibutuhkan dalam perhitungan biaya transportasi dan proses optimasi. Data yang diperoleh, antara lain:

1. Kapasitas tangki muatan kapal

Kapasitas tangki kapal berpengaruh terhadap banyaknya *node* yang akan dilayani. Semakin besar kapasitas tangki kapal, maka dalam sekali angkut dapat membawa LNG dalam jumlah yang lebih banyak. Akan tetapi semakin besar tangki muatan kapal, berdampak pula padabesarnya ukuran kapal dan mahalnya harga sewa kapal.

2. Kecepatan kapal

Pada jarak yang sama, kapal dengan kecepatan lebih tinggi akan memerlukan waktu lebih sedikit untuk sampai tujuan. Dengan demikian waktu *round trip* kapal akan semakin sedikit dan berdampak pada ukuran terminal penerima lebih kecil serta waktu operasional kapal menjadi lebih sedikit.

3. Kapasitas pompa

Pada proses *unloading*, LNG dialirkan dari kapal ke terminal penerima dengan menggunakan pompa. Kapasitas pompa menentukan lamanya waktu *unloading* LNG dari kapal ke terminal penerima. Sehingga nantinya juga akan mempengaruhi waktu *round trip* kapal.

4. Konsumsi bahan bakar per hari

Dalam perhitungan biaya pelayaran, bahan bakar merupakan komponen penting. Berbeda dengan kapal LNG yang berukuran besar dimana mesin penggerak utamanya kebanyakan menggunakan *steam turbine* atau *gas turbine*, pada *mini LNG carrier*, mesin penggerak utama masih menggunakan mesin diesel. Oleh karena itu, bahan bakar pada *mini LNG carrier* masih menggunakan MDO ataupun HFO.

5. Harga sewa kapal

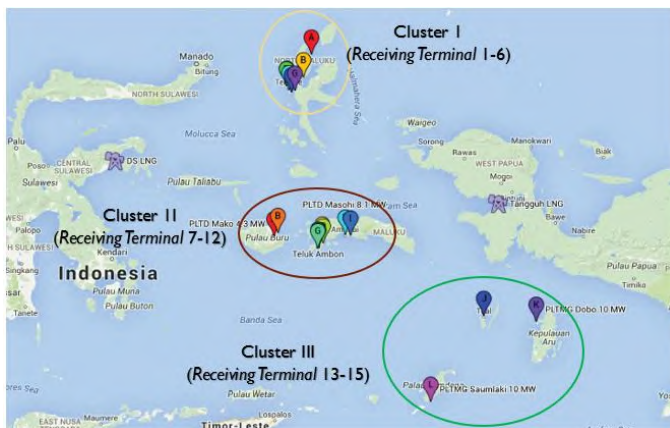
Kapal merupakan aset dengan nilai yang cukup besar. Pada permasalahan distribusi dengan menggunakan kapal, kapal dapat diperoleh dengan membuat baru atau

menyewa kapal yang sudah ada. Harga sewa kapal tentu juga termasuk dalam perhitungan biaya transportasi.

Tentu kelima data penunjang kapal diatas tidak berdiri sendiri karena saling berhubungan dengan data pembangkit dan data kilang. Sehingga muncul variabel turunan yang berguna untuk menghitung biaya transportasi. Variabel turunan tersebut akan dijelaskan kemudian. Data penunjang kapal selengkapnya dapat dilihat pada lampiran.

### 4.3 Penilaian kualitatif *clustering* terminal penerima berdasarkan jarak

*Clustering* adalah metode untuk menganalisa data yang bertujuan untuk mengelompokkan data dengan karakteristik yang sama ke suatu wilayah yang sama. Dalam permasalahan distribusi, jumlah *node* yang banyak akan mudah diselesaikan jika dibagi dalam beberapa kelompok atau *cluster*. Terdapat beberapa metode dalam menentukan *clustering* salah satunya adalah dengan metode kualitatif, metode kualitatif dipilih dikarenakan penyebaran pembangkit di Kepulauan Maluku secara geografis dan jarak sudah terbagi menjadi tiga kelompok (lihat gambar 4.4).



**Gambar 4. 4** *Clustering* Terminal Penerima



Kelompok (*cluster*) kesatu adalah seluruh pembangkit di Provinsi Maluku Utara. Tujuh dari Sembilan pembangkit di Provinsi Maluku Utara terletak di sekitar Pulau Ternate dan Pulau Tidore dimana kedua pulau tersebut merupakan pusat perekonomian masyarakat di Provinsi Maluku Utara. Pada *cluster* kesatu terdiri dari *receiving terminal* 1 sampai 6 (lihat tabel 4.1). Jumlah daya pembangkit pada *cluster* ini sebesar 170,9 MW yang setara dengan kebutuhan LNG 1014,54 m<sup>3</sup> per hari.

Kelompok (*cluster*) kedua adalah pembangkit yang ada di Pulau Ambon, Pulau Buru, dan Pulau Seram, Provinsi Maluku. Ketiga pulau tersebut terutama Pulau Ambon merupakan pusat perekonomian masyarakat di Provinsi Maluku, maka tidak heran pengembangan pembangkit di Pulau Ambon terbesar diantara pulau yang lainnya. *Cluster* kedua terdiri dari *receiving terminal* 7 sampai 12 (lihat tabel 4.1). Jumlah daya pembangkit pada *cluster* ini sebesar 328,4 MW yang setara dengan kebutuhan LNG 2041,83 m<sup>3</sup> per hari.

Kelompok (*cluster*) ketiga adalah pembangkit yang ada di Pulau Dullah, Pulau Warmar, dan Pulau Jamdena, Provinsi Maluku. *Cluster* ketiga terdiri dari *receiving terminal* 13 sampai 15 (lihat tabel 4.1). Jumlah daya pembangkit pada *cluster* ini sebesar 40 MW yang setara dengan kebutuhan LNG 313,04 m<sup>3</sup> per hari.

#### **4.4 Menentukan variabel ekonomi biaya transportasi**

Variabel ekonomi untuk menghitung biaya transportasi merupakan turunan dari variabel utama yang telah diperoleh sebelumnya. Sebagai contoh untuk menghitung biaya pelayaran atau *voyage cost*, yang harus diketahui adalah waktu berlayar kapal bolak-balik (*round trip*), kebutuhan bahan bakar, dan harga bahan bakar. Waktu *round trip* diperoleh dari jarak antar terminal penerima atau jarak antara terminal penerima dengan kilang LNG, kecepatan kapal, serta waktu *unloading* kapal. Sehingga dari penjelasan diatas dapat diketahui bahwa biaya pelayaran atau *voyage cost* merupakan turunan dari subbab 4.2 pengumpulan data.

Variabel utama sistem distribusi LNG untuk pembangkit antara lain kilang LNG, kapal LNG, serta pembangkit. Kilang LNG merupakan *supply unit*, yang menyediakan LNG untuk dikirim dan kemudian digunakan sebagai bahan bakar pembangkit. Kapal LNG merupakan *transportation unit*, yang mengangkut LNG dari kilang LNG dan kemudian didistribusikan ke tiap pembangkit melalui terminal penerima. Sedangkan pembangkit merupakan *demand unit* yang menggunakan LNG sebagai bahan bakar untuk menghasilkan listrik.

Selanjutnya variabel utama tersebut diidentifikasi sehingga didapatkan variabel yang diperlukan untuk menghitung biaya transportasi. Data identifikasi kilang LNG antara lain letak kilang LNG dan kapasitas produksi kilang LNG. Lokasi kilang diperlukan untuk mengukur jarak antara kilang LNG dengan tiap terminal penerima. Kapasitas produksi kilang LNG diperlukan untuk mengetahui kemampuan kilang LNG memenuhi permintaan seluruh pembangkit yang akan dilayani. Data identifikasi kapal LNG antara lain kapasitas tangki muatan, kecepatan kapal, debit pompa, konsumsi bahan bakar, biaya sewa kapal. Data identifikasi kapal telah dijelaskan pada subbab 4.2.3. Data identifikasi pembangkit antara lain lokasi pembangkit dan daya yang dihasilkan pembangkit. Lokasi pembangkit menentukan letak terminal penerima dan daya pembangkit menentukan permintaan LNG tiap harinya.

Data identifikasi dari variabel utama saling dihubungkan sehingga didapatkan variabel turunan yang merupakan variabel ekonomi biaya transportasi. Variabel turunan yang didapatkan antara lain jarak antara kilang LNG dengan terminal penerima, rute yang mungkin, waktu *round trip*, biaya bahan bakar, biaya pelabuhan, biaya pelayaran, dan biaya sewa kapal. Jarak antara kilang LNG dan terminal penerima didapatkan setelah mengetahui lokasi terminal penerima dan kilang LNG. Rute yang mungkin didapatkan setelah mengidentifikasi letak seluruh terminal penerima; waktu *round trip* didapatkan dari jarak antara kilang dan terminal penerima, kecepatan kapal serta waktu bongkar muat;

biaya bahan bakar dihitung dari konsumsi bahan bakar per hari dan waktu *round trip*; biaya pelabuhan didapatkan dari tarif jasa pelabuhan dan ukuran kapal; biaya pelayaran didapatkan dari biaya pelabuhan dan biaya bahan bakar. Identifikasi variabel ekonomi biaya transportasi dapat dilihat pada tabel 4.3.

**Tabel 4. 3** Identifikasi variabel ekonomi biaya transportasi

Variabel Utama	Data Identifikasi	Variabel Turunan	Optimasi pemilihan kapal tiap rute	Optimasi distribusi
Kilang LNG	1. Posisi dan lokasi kilang 2. Kapasitas produksi LNG	1. Jarak antara	Fungsi Tujuan: minimum biaya transportasi ↓	Fungsi Tujuan: minimum biaya transportasi ↓
Kapal	1. Kapasitas Muat Tanki 2. Kecepatan Kapal 3. Debit Pompa 4. Konsumsi Bahan Bakar 5. Harga Sewa Kapal	2. Rute yang mungkin 3. Round Trip Day 4. Bunker Cost 5. Port Charge	Keluaran: 1. Kapal yang terpilih untuk tiap rute 2. Biaya Transportasi tiap rute	Keluaran: 1. Rute terpilih 2. Jumlah Kapal 3. Total biaya transportasi ↓ Biaya Investasi ↓ Harga Jual LNG
Pembangkit dan Terminal Penerima	1. Lokasi Pembangkit 2. Daya Pembangkit 3. Lokasi Terminal Penerima	6. Voyage cost 7. Charter Hire		

Dalam menghitung biaya transportasi mengacu pada Stopford (2009), dimana variabel biaya transportasi adalah biaya modal (*capital cost*), biaya pelayaran (*voyage cost*), biaya operasional (*operational cost*), dan biaya bongkar muat (*cargo handling cost*). Karena pada kajian ini diasumsikan menggunakan kapal sewa, maka biaya modal (*capital cost*) dan biaya operasional (*operational cost*) diwakili oleh biaya sewa kapal (*charter hire*). Sedangkan untuk biaya bongkar muat diabaikan karena bongkar muat kapal LNG menggunakan fasilitas yang ada di terminal penerima dan di kilang LNG.

#### 4.4.1 Biaya Pelayaran (*Voyage Cost*)

Biaya Pelayaran (*voyage cost*) adalah biaya yang dikeluarkan untuk membawa barang dari pelabuhan asal ke pelabuhan tujuan. Variabel dalam menghitung biaya pelayaran antara lain biaya bahan bakar, serta biaya pelabuhan. Biaya

pelayaran (*voyage cost*),  $Vo_{rk}$ , rute  $r$  dengan kapal  $k$  dapat dihitung dengan menjumlahkan biaya kebutuhan bahan bakar dalam satu kali *round trip*,  $b_{rk}$ , rute  $r$  dengan kapal  $k$  dan biaya pelabuhan,  $p_{rk}$ , rute  $r$  dengan kapal  $k$  (lihat persamaan 4.1).

$$V_{rk} = b_{rk} + p_{rk} \quad (4.1)$$

Kebutuhan bahan bakar kapal  $k$  untuk melakukan satu kali *round trip* dengan rute  $r$ ,  $b_{rk}$ , merupakan fungsi perkalian antara waktu *round trip* rute  $r$  dengan kapal  $k$ ,  $RTD_{rk}$ , dengan konsumsi bahan bakar kapal  $k$ ,  $Fo_k$  (lihat persamaan 4.2).

$$b_{rk} = RTD_{rk} \times Fo_k \quad (4.2)$$

*Round trip day (RTD)* tidak hanya waktu selama kapal berlayar saja atau biasa disebut *sea time* rute  $r$  dengan kapal  $k$ . Namun juga meliputi waktu bongkar muat di pelabuhan atau biasa disebut *port time*,  $Pt_{rk}$ , dan *slack time*,  $St_{rk}$  (lihat persamaan 4.3).

$$RTD_{rk} = St_{rk} + Pt_{rk} + St_{rk} \quad (4.3)$$

*Sea time* adalah waktu yang diperlukan untuk menempuh perjalanan rute  $r$ ,  $S_r$ , dengan kecepatan kapal  $k$ ,  $V_k$ , yang dapat dimodelkan secara matematis dengan persamaan 4.4.

$$St_{rk} = \frac{S_r}{V_k} \quad (4.4)$$

*Port time* adalah waktu yang diperlukan dalam proses *loading* dan *unloading* LNG. *Loading* LNG dilakukan di kilang LNG sedangkan *unloading* LNG terjadi ketika LNG dipindahkan dari kapal ke terminal penerima. Waktu *loading* LNG ke kapal diasumsikan sama dengan waktu *unloading* seluruh muatan LNG dengan menggunakan pompa di kapal. Maka untuk menghitung *port time* dapat menggunakan persamaan 4.5, di mana  $M_k$  adalah

kapasitas muatan LNG pada kapal  $k$ , dan  $Q_k$  adalah kapasitas pompa pada kapal  $k$ .

$$Pt_{rk} = \frac{M_k}{Q_k} \quad (4.5)$$

Sedangkan untuk biaya pelabuhan (*port charge*) terdiri dari biaya labuh, biaya tambat, biaya pandu, dan biaya tunda. Biaya mengacu pada tarif pelayanan jasa kapal PT. Pelabuhan Indonesia IV tahun 2010 dikarenakan lokasi distribusi yang masuk wilayah PT. Pelabuhan Indonesia IV. Tarif jasa pelabuhan untuk dapat dilihat pada Tabel 4.4

**Tabel 4. 4** Tarif jasa pelabuhan

Tarif Jasa Pelabuhan		
Jasa Labuh	Rp 85.36	per GT
Jasa tambat	Rp 92.84	per GT
Jasa Pemanduan		
- tetap	Rp 67,265.00	Kapal/Gerakan
- variabel	Rp 20.64	GT/Kapal/Gerakan
Jasa Penundaan		
a. 2001 s.d 3500 GT		
- tetap	Rp 546,260.00	Kapal/jam
- variabel	Rp 10.00	GT/kapal/Jam
b. 3501 s.d 8000 GT		
- tetap	Rp 771,456.00	Kapal/jam
- variabel	Rp 10.00	GT/kapal/Jam
c. 8001 s.d 14000 GT		
- tetap	Rp 1,299,100.00	Kapal/jam
- variabel	Rp 10.00	GT/kapal/Jam
d. 18.001 s.d 23.000 GT		
- tetap	Rp 2,860,000.00	Kapal/jam
- variabel	Rp 10.00	GT/kapal/Jam

#### 4.4.2 Biaya Sewa Kapal (*Charter hire*)

Pada permasalahan distribusi pada tugas akhir ini direncanakan kapal yang digunakan adalah kapal sewa (*charter ship*). Menurut Stopford (2007), secara umum terdapat tiga skema dalam menyewa kapal, antara lain *voyage charter*, *time charter*, dan *bare boat charter*. Pemilihan skema sewa tergantung jenis

kapal serta perjanjian antara pemilik kapal (*ship owner*) dengan penyewa (*charterer*).

*Voyage charter* adalah sistem penyewaan kapal antara pemilik kapal (*ship owner*) dengan penyewa (*charterer*) atas dasar trayek angkutan atau jumlah kapal melakukan perjalanan. Pada *voyage charter*, pemilik kapal menyediakan transportasi untuk kargo dari sebagian atau seluruh ruang muat kapal dari *port A* ke *port B* dengan harga tetap per ton muatan. Dalam skema ini, umumnya pemilik kapal menanggung seluruh biaya kecuali mungkin biaya bongkar muat, dan pemilik kapal juga bertanggung jawab untuk mengelola jalannya kapal serta pelaksanaan pelayaran.

*Time charter* adalah sistem penyewaan kapal antara pemilik kapal (*ship owner*) dengan penyewa (*charterer*) dalam jangka waktu tertentu. Biaya sewa biasanya berupa harga sewa kapal per hari ataupun per bulan. Dalam skema ini, penyewa (*charterer*) menanggung biaya bahan bakar, biaya pelabuhan, bongkar muat dan biaya lainnya yang terkait dengan muatan. Sedangkan pemilik (*ship owner*) tetap menanggung resiko operasional.

*Bare boat charter* adalah sistem penyewaan kapal antara pemilik kapal (*ship owner*) dan penyewa (*charterer*) dimana pemilik kapal menyerahkan kapal dalam kondisi kosong. Pada dasarnya pemilik kapal hanya membiayai kapal dan kemudian menerima uang sewa dari penyewa untuk menutupi biaya. Semua biaya operasional, biaya pelayaran, dan biaya yang terkait muatan ditanggung oleh penyewa.

Dari data yang didapatkan putu (2011), biaya sewa kapal untuk perhitungan menggunakan skema *time charter* di mana yang diketahui adalah besarnya biaya sewa kapal per hari. Dengan demikian dalam menghitung biaya transportasi mengabaikan biaya operasional karena biaya operasional ditanggung oleh pemilik kapal. Dalam menghitung biaya transportasi dalam satu tahun dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan 4.6.  $t_{rk}$  adalah biaya transportasi rute  $r$  dengan menggunakan kapal  $k$  dalam satu tahun,  $b_{rk}$  adalah biaya bahan bakar untuk berlayar melalui rute  $r$

dengan menggunakan kapal  $k$  dalam satu tahun,  $p_{rk}$  adalah biaya pelabuhan untuk berlayar melalui rute  $r$  dengan menggunakan kapal  $k$  dalam satu tahun dan  $ch_k$  adalah biaya sewa kapal  $k$ .

$$t_{rk} = b_{rk} + p_{rk} + ch_k \quad (4.6)$$

#### 4.5 Menentukan biaya investasi terminal penerima

Pada distribusi LNG untuk pembangkit, LNG dari kapal sebelum dialirkan ke tiap tiap pembangkit baik melalui pipa gas maupun diangkut dengan menggunakan truk, LNG ditampung terlebih dahulu di terminal penerima LNG. Terminal penerima LNG memiliki fasilitas untuk menerima dan menangani LNG. Fasilitas tersebut meliputi fasilitas bongkar muat, tangki penyimpanan LNG, penanganan *Boil-off Gas* (BOG), pompa LNG, vaporizer sebagai unit regasifikasi, dan sejumlah fasilitas pendukung lainnya (Aldrin, 2014).

##### 4.5.1 Observasi lokasi terminal penerima

Sebelum menghitung biaya investasi terminal penerima, terlebih dahulu dilakukan observasi lokasi terminal penerima. Observasi lokasi terminal penerima meliputi kedalaman laut, ketersediaan lahan serta ada atau tidaknya fasilitas jetty. Jetty merupakan fasilitas atau bangunan menjorok ke laut yang berfungsi untuk mencari kedalaman yang sesuai sehingga kapal dapat bersandar dan melakukan *unloading* LNG. Observasi dilakukan dengan menggunakan bantuan google earth dan situs [www.portmaps.com](http://www.portmaps.com). Hasil observasi lokasi terminal penerima dapat dilihat pada Tabel 4.5.

**Tabel 4. 5** Hasil obserasi lokasi terminal penerima

Terminal Penerima	Lokasi	Koordinat	Keterangan
1	Tobelo, P. Halmahera	1°44'17.93"N , 128° 0'33.53"E	Lahan kosong 30000 m <sup>2</sup> , tidak ada fasilitas jetty
2	Malifut, P. Halmahera	1° 6'10.81"N, 127°47'21.46"E	Lahan kosong 19000 m <sup>2</sup> , tidak ada fasilitas jetty
3	Ternate	0°51'19.50"N, 127°19'6.76"E	Lahan kosong 15000 m <sup>2</sup> , tidak ada fasilitas jetty
4	Tidore	0°44'25.95"N, 127°23'13.73"E	Lahan kosong 11000 m <sup>2</sup> , ada fasilitas jetty, kedalaman laut 14 m
5	Sofifi, P. Halmahera	0°43'24.19"N, 127°32'59.98"E	Lahan kosong 11000 m <sup>2</sup> , ada fasilitas jetty, kedalaman laut 10 m
6	Soa Sio, P. Tidore	0°40'43.22"N, 127°27'21.38"E	Lahan kosong 7000 m <sup>2</sup> , ada fasilitas jetty, kedalaman laut 14 m
7	Namlea, P. Buru	3°16'15.49"S, 127° 5'26.21"E	Lahan kosong 10400 m <sup>2</sup> , ada fasilitas jetty, kedalaman laut 10 m
8	Masohi, P. Seram	3°19'26.64"S, 128°55'46.61"E	Lahan kosong 10000 m <sup>2</sup> , tidak ada fasilitas jetty
9	Sepa, P. Seram	3°20'28.34"S, 129° 5'4.78"E	Lahan kosong 10000 m <sup>2</sup> , tidak ada fasilitas jetty
10	Liang, P. Ambon	3°30'1.71"S, 128°18'27.34"E	Lahan kosong 30000 m <sup>2</sup> , tidak ada fasilitas jetty
11	Waai, P. Ambon	3°33'2.81"S, 128°20'3.74"E	Lahan kosong 12000 m <sup>2</sup> , ada fasilitas jetty, kedalaman laut 20 m
12	Teluk Ambon	3°46'10.07"S, 128° 6'37.03"E	Lahan kosong 25000 m <sup>2</sup> , tidak ada fasilitas jetty
13	Langgur, P. Kai Ketjil	5°35'24.19"S, 132°45'2.84"E	Lahan kosong 20000 m <sup>2</sup> , tidak ada fasilitas jetty
14	Dobo, P. Warmar	5°45'25.18"S, 134°11'43.38"E	Lahan kosong 30000 m <sup>2</sup> , tidak ada fasilitas jetty
15	Saumlaki, P. Jamdena	7°59'47.21"S, 131°17'24.53"E	Lahan kosong 30000 m <sup>2</sup> , ada fasilitas jetty, kedalaman laut 9 m



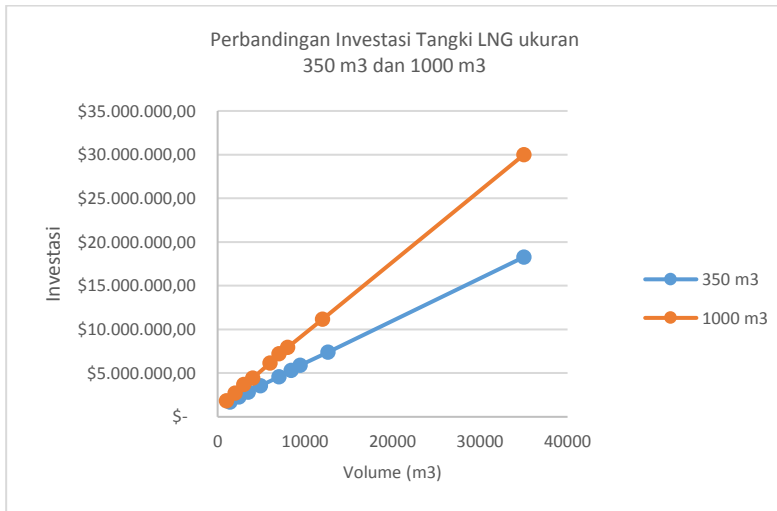
Hasil observasi lokasi terminal penerima menunjukkan bahwa tidak semua memiliki fasilitas jetty. Terminal penerima yang memiliki jetty antara lain Tidore, Sofifi, Soa Sio, Namlea, Waai, dan Saumlaki. Jetty yang ada di Namlea dan Saumlaki merupakan jetty untuk terminal BBM. Sedangkan jetty yang ada di Tidore, Sofifi, Soa Sio dan Waai merupakan jetty untuk pembangkit yang saat ini sudah ada ataupun pembangkit yang saat ini sedang dibangun.

#### **4.5.2 Investasi tangki LNG dan investasi lahan**

Ukuran tiap terminal penerima bergantung pada waktu berlayar kapal, ukuran kapal, serta konsumsi gas pembangkit per hari. Daya yang dihasilkan pembangkit semakin besar, maka konsumsi gas untuk pembangkit tersebut semakin besar pula. Terminal penerima harus mampu memasok gas sekurang-kurangnya sesuai dengan kapasitas yang diperlukan pembangkit. Sedangkan terminal penerima harus dapat menampung LNG sekurang-kurangnya dalam waktu kapal LNG yang melayani terminal penerima tersebut melakukan satu kali *round trip*. Sebagai contoh, terminal penerima di Teluk Ambon harus mampu menyediakan LNG 860 m<sup>3</sup>/hari. Jika kapal yang melayani Teluk Ambon dalam satu kali *round trip* semisal membutuhkan waktu 5 hari, maka sekurang-kurangnya tangki LNG di terminal penerima harus mampu menampung LNG sebesar 4300 m<sup>3</sup>. Semakin besar kemampuan terminal penerima menampung LNG, maka lahan yang diperlukan untuk investasi terminal penerima tersebut juga semakin besar.

Pada studi ini ukuran tangki LNG untuk terminal penerima yang dikaji adalah tangki dengan ukuran 350 m<sup>3</sup> dan 1000 m<sup>3</sup>. Untuk menentukan ukuran tangki yang digunakan di tiap tiap terminal penerima, perlu dilakukan kajian dari segi ekonomis untuk membandingkan kedua ukuran tangki LNG yang meliputi biaya investasi tangki dan biaya investasi lahan. Estimasi harga tangki \$150,000 untuk ukuran 300 m<sup>3</sup> dan \$739,000 untuk ukuran 1000 m<sup>3</sup> sedangkan estimasi harga lahan sebesar \$163 per meter

persegi. Grafik 4.1 menunjukkan bahwa hingga volume 35000 m<sup>3</sup>, menggunakan tangki berukuran 350 m<sup>3</sup> jauh lebih ekonomis dibandingkan menggunakan tangki berukuran 1000 m<sup>3</sup>. Oleh karena itu, selanjutnya dalam menghitung biaya investasi terminal penerima yang menjadi acuan adalah tangki ukuran 350 m<sup>3</sup>.



**Grafik 4. 1** Perbandingan biaya investasi tangki LNG ukuran 350 m<sup>3</sup> dan 1000 m<sup>3</sup>

Selain estimasi harga tangki dan harga tanah untuk terminal penerima, beberapa estimasi peralatan penunjang terminal penerima seperti pompa LNG, vaporizer, jetty dsb dapat dilihat pada Tabel 4.6 berikut ini.

**Tabel 4. 6** Estimasi harga fasilitas terminal penerima

No	Equipment	Price	Information
1	LNG Storage Tank	\$ 150,000.00	350 m <sup>3</sup>
2	LNG Storage Tank	\$ 739,000.00	1000 m <sup>3</sup>
3	Cryogenic Pipe	\$ 770.00	per meter
4	Jetty Facilities	\$ 13,300.00	per meter
5	Land Investment	\$ 163.00	per m <sup>2</sup>
6	LNG pump	\$ 13,500.00	Capacity up to 2,5 m3/h
7	LNG pump	\$ 24,000.00	Capacity up to 20 m3.h
8	BOG compresor	\$ 93,000.00	per set
9	Vaporizer	\$ 40,000.00	per set
10	Filling Station	\$ 32,000.00	per unit
11	LNG Offloading & send out station	\$ 2,600,000.00	per set

#### 4.5.3 Fasilitas tiap terminal penerima

Fasilitas atau peralatan yang ada di terminal penerima satu dengan terminal penerima yang lainnya pada umumnya tidak banyak perbedaan. Secara umum fasilitas di terminal penerima terdiri dari peralatan *offloading* LNG dari kapal LNG ke terminal penerima, pipa *cryogenic*, tangki LNG, pompa LNG, BOG compressor, dan vaporizer sebagai unit regasifikasi. Selain itu ada fasilitas penunjang yang perlu atau tidaknya tergantung lokasi terminal penerima. Seperti yang dijelaskan pada subbab sebelumnya, karena distribusi LNG menggunakan kapal LNG maka letak terminal penerima harus berada di dekat laut. Untuk itu agar kapal LNG dapat melakukan *offloading* LNG ke terminal penerima, maka kedalaman laut di sekitar terminal penerima harus lebih besar dari sarat kapal. Jika kedalaman tidak memenuhi, diperlukanlah jetty. Dari hasil observasi yang telah dilakukan ternyata tidak semua terminal penerima memerlukan tambahan jetty.

Menghitung investasi tiap terminal penerima mudah dilakukan jika fasilitas di tiap terminal penerima telah diidentifikasi. Hasil identifikasi fasilitas tiap terminal penerima dapat dilihat pada Tabel 4.7. Sesuai hasil observasi dari 15 terminal penerima, 6 diantaranya tidak perlu dibangun fasilitas jetty. Sedangkan untuk *filling station* hanya terdapat di tiga lokasi yaitu

Ternate, Namlea, dan Teluk Ambon. *Filling station* merupakan fasilitas pengisian LNG dari tangki LNG ke truk. Diasumsikan distribusi LNG dari terminal penerima ke pembangkit yang ada di darat dilakukan dengan menggunakan truk. Terminal penerima di Ternate selain memasok LNG untuk PLTMG Ternate Peaker, juga memasok untuk PLTD Kayu Merah yang terletak di darat. Begitu pula terminal penerima Namlea yang harus memasok PLTD Mako dan terminal penerima Teluk Ambon yang memasok PLTD Hative Kecil dan PLTD Poka.

**Tabel 4. 7** Identifikasi Fasilitas Terminal Penerima

Terminal Penerima	Lokasi	Tangki LNG	Jetty	LNG Pump	Vaporizer	BOG Compressor	LNG Offloading	Filling Station	Supporting Building	Cryogenic Pipe
1	Tobelo, P. Halmahera	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
2	Malifut, P. Halmahera	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
3	Ternate	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
4	Tidore	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
5	Sofifi, P. Halmahera	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
6	Soa Sio, P. Tidore	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
7	Namlea, P. Buru	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
8	Masohi, P. Seram	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
9	Sepa, P. Seram	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
10	Liang, P. Ambon	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
11	Waai, P. Ambon	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
12	Teluk Ambon	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
13	Langgur, P. Kai Ketjil	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
14	Dobo, P. Warmar	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
15	Saumlaki, P. Jamdena	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓

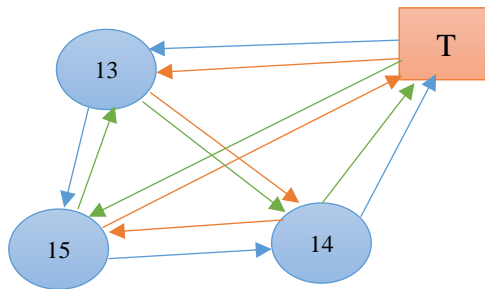
#### 4.6 Menentukan rute yang mungkin (*feasible route*) untuk tiap *cluster*

Pada permasalahan distribusi, pemilihan rute sangat menentukan besarnya biaya yang harus dikeluarkan. Rute yang mungkin terjadi sebenarnya adalah kombinasi dari banyaknya terminal penerima yang ada pada tiap *cluster*. Untuk mengetahui jumlah kombinasi rute yang mungkin, dapat diketahui dengan menggunakan persamaan 4.7. Dimana  $t$  adalah jumlah seluruh terminal penerima yang ada pada suatu *cluster* dan  $i$  adalah banyaknya terminal penerima yang dikunjungi pada suatu rute.

$$R = \sum_{i=1}^t \frac{t!}{i!(t-i)!} \quad (4.7)$$

*Cluster* I terdapat 6 terminal penerima, dengan menggunakan persamaan 8, maka didapatkan banyaknya rute yang mungkin pada *cluster* I untuk masing-masing kilang LNG adalah 63 rute. *Cluster* II juga terdapat 6 terminal penerima, sehingga banyaknya rute yang mungkin adalah 63 rute. *Cluster* III terdapat 3 terminal penerima, sehingga banyaknya rute yang mungkin adalah 7 rute. Pada kajian distribusi ini, terdapat dua kilang LNG yang dijadikan sumber LNG yaitu LNG Tangguh dan LNG Donggi. Sehingga total kombinasi rute yang mungkin untuk seluruh *cluster* adalah 266 rute.

Pada tiap satu rute kombinasi yang muncul, urutan sangat mempengaruhi rute terpendek. Misal pada kombinasi rute yang melayani 3 (tiga) terminal penerima yaitu terminal penerima 13, 14, dan 15 pada *cluster* III dengan sumber dari Tangguh LNG terdapat tiga kemungkinan urutan perjalanan kapal. Dari kilang Tangguh LNG yang pertama harus dikunjungi terlebih dahulu apakah terminal penerima 13, 14, atau 15. Lalu terminal mana yang dikunjungi kedua dan seterusnya. Untuk melayani tiga terminal penerima, muncul tiga kemungkinan urutan rute yaitu T-13-14-15-T, T-13-15-14-T, dan T-14-13-15-T (diilustrasikan pada gambar 4.5).



**Gambar 4. 5** Ilustrasi kemungkinan rute

Perbedaan urutan tersebut mempengaruhi jarak yang ditempuh. Semakin jauh jarak yang ditempuh, semakin besar pula waktu yang diperlukan kapal untuk berlayar sehingga biaya operasional akan semakin besar. Oleh karena itu, rute yang terpilih untuk mewakili satu rute yang mengunjungi terminal penerima yang sama adalah rute dengan jarak tempuh terpendek.

Permasalahan untuk mendapatkan rute terpendek untuk melayani beberapa terminal penerima akan mudah diselesaikan dengan menggunakan metode TSP (*Travelling Salesman Problem*). TSP adalah suatu permasalahan dimana seorang *sales* harus mengunjungi semua kota yang menjadi tugasnya dan setiap kota harus dikunjungi satu kali. Cara untuk mengidentifikasi bahwa permasalahan tersebut merupakan TSP antara lain perjalanan dimulai dan diakhiri di titik yang sama, seluruh *node* harus dikunjungi tanpa satu pun kota yang terlewatkan, *salesman* yang kali ini adalah kapal LNG tidak boleh kembali ke titik asal sebelum seluruh *node* terkunjungi, dan tujuan penyelesaian permasalahan adalah mencari nilai optimum yaitu jarak total *node* yang minimum dengan mengatur urutan *node*.

TSP (*Travelling Salesman Problem*) dapat diselesaikan baik secara manual ataupun dengan menggunakan *software* TSP solver. Cara untuk menyelesaikan TSP secara manual dilakukan dengan membuat kemungkinan urutan yang ada. Jumlah urutan yang

mungkin dengan 3 terminal penerima dapat diketahui dengan rumus permutasi pada persamaan 4.8.

$${}_nPq = \frac{n!}{(n-q)!} \quad (4.8)$$

Dimana  $n$  adalah jumlah terminal penerima yang dilayani pada rute  $r$  dan  $q$  adalah banyaknya terminal penerima yang akan dilayani. Karena pada tiap rute, terminal penerima yang dilewati harus dilayani semua maka  $n = q$ . Sehingga persamaan matematis menjadi:

$${}_nPn = \frac{n!}{(n-n)!} = n! \quad (4.9)$$

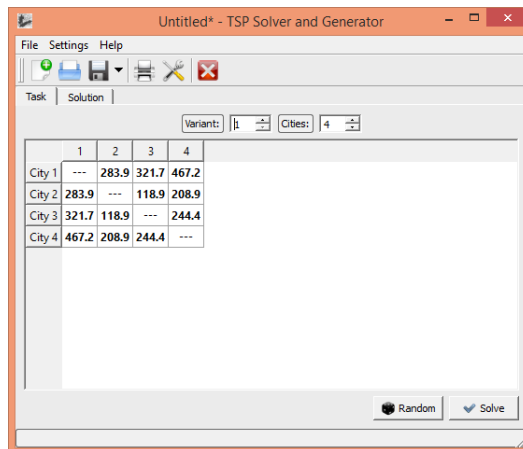
Pada permasalahan distribusi ini, jarak perjalanan kapal melalui rute  $r$  dengan urutan terminal penerima yang sama tidak bergantung arah atau dengan kata lain melewati jalur yang sama. Sebagai contoh jarak perjalanan rute T-13-15-14-T sama dengan jarak perjalanan rute T-14-15-13-T. Kasus seperti ini disebut simetris TSP. Oleh karena itu walaupun nilai  $3!$  adalah 6, kemungkinan rute yang terjadi menjadi 3. Dari 3 rute yang mungkin tersebut, secara manual dihitung jaraknya sehingga didapatkan hasil seperti pada tabel 4.8. Dari identifikasi secara manual didapatkan bahwa perbedaan urutan pelayanan terminal penerima mempengaruhi jarak total kapal dalam melaksanakan kombinasi rute yang sama. Jarak minimum diperoleh pada rute T-13-15-14-T dengan jarak total 1058,89 nm.

**Tabel 4. 8** Identifikasi rute yang mungkin untuk melayani terminal

No	Cluster	Route	Receiving Terminal served by ship			loading point	Route distance (nm)
			13	14	15		
259	3	T-13-15-14-T	1	1	1	3	1058.89
		T-13-14-15-T	1	1	1	3	1114.44
		T-14-13-15-T	1	1	1	3	1116.67



Menyelesaikan TSP secara manual tidak masalah kalau jumlah *node* yang dikunjungi tidak terlalu banyak. Jika jumlah *node* yang harus dikunjungi banyak, menyelesaikan TSP dengan manual tidak akan efektif dan memerlukan waktu yang lebih lama serta memerlukan ketelitian yang lebih. Selain diselesaikan secara manual, TSP juga dapat diselesaikan dengan menggunakan *software* TSP solver. Berbeda dengan cara manual yang harus mengidentifikasi semua rute yang mungkin seperti telah dijelaskan sebelumnya. Penyelesaian menggunakan *software* TSP solver relatif lebih mudah, yaitu dengan membuat matriks jarak ataupun biaya tergantung apa yang diketahui (pada kasus ini matriks jarak seperti pada gambar 4.6). Angka 1 pada matriks jarak mewakili lokasi Tangguh LNG, angka 2 mewakili terminal penerima 13, angka 3 mewakili 14, dan angka 4 mewakili terminal penerima 15.



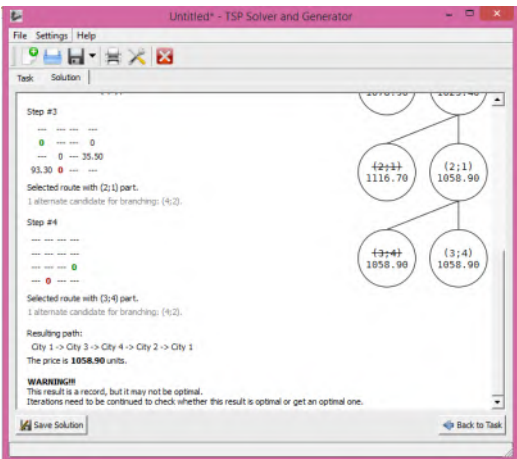
The screenshot shows a software window titled "Untitled\* - TSP Solver and Generator". It has a menu bar with "File", "Settings", and "Help". Below the menu bar is a toolbar with icons for file operations and solving. The main interface has a "Task" tab and a "Solution" tab. In the "Task" tab, there are input fields for "Variant:" (set to "1"), "Cities:" (set to "4"), and a "Solve" button. Below these is a table representing the distance matrix for 4 cities.

	1	2	3	4
City 1	---	283.9	321.7	467.2
City 2	283.9	---	118.9	208.9
City 3	321.7	118.9	---	244.4
City 4	467.2	208.9	244.4	---

At the bottom right of the window, there are buttons for "Random" and "Solve".

**Gambar 4. 6** Tampilan matriks Jarak pada *software* TSP

Lalu *software* TSP solver akan bekerja dan muncul hasil seperti pada gambar 4.7. Hasil dari perhitungan manual dan perhitungan dengan menggunakan TSP solver sama yaitu rute yang terpilih adalah T-14-15-13-T dengan jarak 1058,9 nautical mile.



Gambar 4. 7 Hasil pada software TSP

Demikian pula dengan kombinasi rute yang lainnya sehingga didapatkan jarak yang minimum tiap kombinasi rute. Berikut tabel rute yang mungkin pada *cluster* III, hasil untuk seluruh rute dapat dilihat pada lampiran.

Tabel 4. 9 Kemungkinan rute pada *cluster* III

No	Route	Receiving Terminal served by ship			loading point	Route distance (nm)
		13	14	15		
253	T-13-T	1	0	0	1	567.78
254	T-14-T	0	1	0	1	643.33
255	T-15-T	0	0	1	1	934.44
256	T-13-14-T	1	1	0	2	724.44
257	T-13-15-T	1	0	1	2	960.00
258	T-14-15-T	0	1	1	2	1033.33
259	T-13-15-14-T	1	1	1	3	1058.90
260	D-13-D	1	0	0	1	1535.56

Lanjutan **Tabel 4.9**

261	D-14-D	0	1	0	1	1676.67
262	D-15-D	0	0	1	1	1525.56
263	D-13-14-D	1	1	0	2	1725.00
264	D-13-15-D	1	0	1	2	1739.44
265	D-14-15-D	0	1	1	2	1845.56
266	D-13-14-15-D	1	1	1	3	1893.89

#### 4.7 Optimasi pemilihan kapal tiap rute menggunakan *linear programming*

Setiap rute yang telah diidentifikasi sangat mungkin untuk dilayani oleh kapal dengan ukuran 2500 m<sup>3</sup>, 7500 m<sup>3</sup>, 10000 m<sup>3</sup>, 19500 m<sup>3</sup>, maupun 23000 m<sup>3</sup>. Semisal suatu rute melayani satu terminal penerima dengan *demand* 500 m<sup>3</sup> per hari. Jika dilayani oleh kapal dengan ukuran 2500 m<sup>3</sup> waktu yang diperlukan kapal dalam satu kali *roundtrip* adalah 3 hari. Pada contoh ini kapal memiliki dua opsi. Opsi pertama kapal mengangkut 1500 m<sup>3</sup> LNG yang artinya stok LNG di terminal penerima sama dengan waktu *roundtrip* kapal yaitu tiga hari dan setiap tiga hari kapal harus datang untuk melayani terminal penerima tersebut. Opsi kedua, kapal membawa LNG sesuai kapasitas tangki yang ada yaitu 2500 m<sup>3</sup> yang artinya stok di terminal penerima mampu untuk menyuplai LNG selama 5 hari dan kapal datang ke terminal penerima setiap lima hari sekali. Untuk memenuhi kebutuhan dalam satu tahun, opsi pertama melakukan jumlah pengapalan yang lebih banyak daripada opsi kedua yang berdampak pada biaya transportasi lebih besar, akan tetapi ukuran terminal penerima opsi pertama lebih kecil daripada opsi kedua yang berdampak pada biaya investasi terminal penerima lebih kecil. Mengacu aspek keselamatan, opsi pertama lebih rentan terhadap isu *sloshing* karena tangki tidak terisi penuh. Selain berpengaruh pada stabilitas kapal, *sloshing* juga mengakibatkan laju *Boil of Gas* (BOG) meningkat. Sehingga yang dipilih adalah opsi kedua.

Perbedaan ukuran kapal untuk melayani rute yang sama berpengaruh pada ukuran terminal penerima. Semakin besar ukuran kapal yang digunakan, maka semakin besar pula ukuran terminal penerima yang berdampak pada besarnya nilai investasi terminal penerima. Semisal suatu rute melayani satu terminal penerima dengan *demand* 500 m<sup>3</sup> per hari. Jika dilayani oleh kapal dengan ukuran 2500 m<sup>3</sup>, maka stok di terminal penerima mampu memasok LNG selama 5 hari. Sedangkan jika dilayani oleh kapal dengan ukuran 23000 m<sup>3</sup>, terminal penerima mampu memasok LNG selama 46 hari. Ukuran terminal penerima jika menggunakan kapal 23000 m<sup>3</sup> jauh lebih besar karena kapasitas penyimpanan terminal penerima sebesar 23000 m<sup>3</sup>. Akan tetapi biaya transportasi kapal 23000 m<sup>3</sup> bisa jadi lebih kecil karena kapal akan melayani terminal penerima tiap 46 hari sekali. Oleh karena itu, optimasi perlu dilakukan untuk memilih kapal yang paling optimal yang melayani tiap rute.

Optimasi dilakukan untuk memilih kapal dengan biaya investasi yang minimum tapi memenuhi batasan (*constraint*). Biaya investasi yang dimaksud antara lain biaya transportasi kapal, biaya operasional terminal penerima, serta biaya investasi terminal penerima. Biaya transportasi kapal dihitung berdasarkan penjelasan pada subbab 4.4. Biaya operasional terminal penerima terdiri dari biaya perawatan, biaya pegawai, dan pajak. Sedangkan biaya investasi terminal penerima sesuai penjelasan pada subbab 4.5.

Data awal untuk menghitung biaya investasi adalah total jarak pada rute  $r$ ,  $S_r$ , dan total permintaan LNG (*LNG demand*) pada rute  $r$ ,  $d_r$ . Pada rute T-13-15-14-T, kapal mengambil LNG dari Tangguh LNG kemudian berlayar mendistribusikan LNG ke Langgur (terminal penerima 13), Dobo (terminal penerima 14), dan Saumlaki (terminal penerima 15) sebelum kemudian kembali ke Tangguh LNG. Total jarak yang dilalui kapal untuk berlayar sesuai rute tersebut adalah 1058,9 *nautical mile*. Permintaan (*demand*) LNG pada rute tersebut adalah 313,04 m<sup>3</sup>/hari atau 114260,87 m<sup>3</sup>/tahun

Parameter yang digunakan untuk memilih kapal adalah kemampuan kapal LNG untuk memenuhi kebutuhan LNG terminal penerima dalam rentang waktu satu tahun. Sehingga didapatkan jumlah pengapalan tiap variasi kapal untuk memenuhi kebutuhan yang sama. Cara untuk mengetahui apakah kapal  $k$  bisa melayani rute T-13-15-14-T adalah dengan membandingkan antara waktu maksimal kapal beroperasi dalam satu tahun,  $T_y$ , dengan lamanya kapal  $k$  beroperasi pada rute T-13-15-14-T sehingga memenuhi *demand* LNG selama satu tahun,  $Od_r^k$ . Seharusnya, lamanya kapal beroperasi dalam satu tahun tidak lebih dari batas maksimal operasona kapal dalam satu tahun.

Waktu operasional kapal  $k$  untuk memenuhi *demand* LNG rute T-13-15-14-T dalam satu tahun,  $Od_r^k$ , merupakan fungsi dari permintaan LNG rute  $r$  dalam satu tahun,  $dy_r$ , kapasitas muatan kapal  $k$ ,  $M_k$ , serta *round trip day* kapal  $k$  pada rute  $r$ ,  $RTD_r^k$ . Hubungan dari ketiganya dapat dituliskan dengan persamaan 4.10 berikut:

$$Od_r^k = \frac{dy_r}{M_k} \times RTD_{rk} \quad (4.10)$$

Hasil perhitungan lamanya waktu operasional kapal untuk memenuhi kebutuhan LNG pada rute T-13-15-14-T dapat dilihat pada Tabel 4.10. Kapal ukuran 2500 m<sup>3</sup> memiliki waktu operasional lebih lama. Hal ini disebabkan kapal ukuran ini merupakan kapal dengan kapasitas angkut LNG yang lebih sedikit. Sehingga untuk memenuhi *demand* yang sama membutuhkan jumlah pengapalan atau kargo dalam satu tahun lebih banyak dibandingkan dengan kapal yang lainnya.

**Tabel 4. 10** Perbandingan waktu operasional kapal rute T-13-15-14-T

Waktu operasional kapal			
Kapal Ukuran 2500 m <sup>3</sup>	:	176.5	hari
Kapal Ukuran 7500 m <sup>3</sup>	:	71.7	hari
Kapal Ukuran 10000 m <sup>3</sup>	:	56.0	hari
Kapal Ukuran 19500 m <sup>3</sup>	:	28.9	hari
Kapal Ukuran 23000 m <sup>3</sup>	:	25.9	hari

Selanjutnya menghitung biaya transportasi setiap kapal sesuai dengan persamaan 1 sampai 7. Rute yang sama, jika dilayani menggunakan kapal yang berbeda maka besarnya biaya transportasi tiap kapal juga berbeda. Sebagai contoh pada rute T-13-15-14-T, ketika kapal ukuran 7500 m<sup>3</sup> melayani rute tersebut biaya yang diperlukan adalah 3,816,816 US\$/tahun namun ketika kapal ukuran 10000 m<sup>3</sup> melayani rute biaya yang diperlukan lebih banyak yaitu 5,306,714 US\$/tahun. Perbedaan tersebut dikarenakan biaya pelayaran (*voyage cost*) dan biaya sewa (*charter hire*) kapal dengan ukuran 10000 m<sup>3</sup> lebih besar. Hasil perhitungan biaya transportasi setiap kapal untuk melayani rute T-13-15-14-T, dapat dilihat pada tabel 4.1 sampai 4.15

**Tabel 4. 11** Biaya transportasi kapal ukuran 2500 m<sup>3</sup> rute T-13-15-4-T

SHINJU MARU (2500 m3)		
TRANSPORTATION COST		UNIT
MFO cost per year	692,639.25	US\$/year
MDO cost per year	62,751.56	US\$/year
Port Charge	58,053.21	US\$/year
Charter ship	2,190,000.00	US\$/year
TOTAL TRANSPORTATION COST	3,003,444.02	US\$/year

**Tabel 4. 12** Biaya transportasi kapal ukuran 7500 m<sup>3</sup> rute T-13-15-4-T

CORAL METHANE (7500 m <sup>3</sup> )		
TRANSPORTATION COST		UNIT
MFO cost per year	284,778.77	US\$/year
MDO cost per year	31,357.31	US\$/year
Port Charge	33,180.59	US\$/year
Charter ship	3,467,500.00	US\$/year
TOTAL TRANSPORTATION COST	3,816,816.66	US\$/year

**Tabel 4. 13** Biaya transportasi kapal ukuran 10000 m<sup>3</sup> rute T-13-15-4-T

NORGAS (10000 m3)		
TRANSPORTATION COST		UNIT
MFO cost per year	278,006.29	US\$/year
MDO cost per year	26,632.08	US\$/year
Port Charge	38,076.04	US\$/year
Charter ship	4,964,000.00	US\$/year
TOTAL TRANSPORTATION COST	5,306,714.40	US\$/year

**Tabel 4. 14** Biaya transportasi kapal ukuran 19500 m<sup>3</sup> rute T-13-15-4-T

SURYA AKI (19500 m3)		
TRANSPORTATION COST		UNIT
MFO cost per year	222,723.01	US\$/year
MDO cost per year	-	US\$/year
Port Charge	41,217.74	US\$/year
Charter ship	7,665,000.00	US\$/year
TOTAL TRANSPORTATION COST	7,928,940.75	US\$/year

**Tabel 4. 15** Biaya transportasi kapal ukuran 23000 m<sup>3</sup> rute T-13-15-4-T

SURYA SATSUMA (23000 m <sup>3</sup> )		
TRANSPORTATION COST		UNIT
MFO cost per year	253,575.57	US\$/year
MDO cost per year	-	US\$/year
Port Charge	34,136.79	US\$/year
Charter ship	9,125,000.00	US\$/year
TOTAL TRANSPORTATION COST	9,412,712.36	US\$/year

Hasil perhitungan biaya transportasi tiap kapal untuk melayani rute T-13-15-14-T menunjukkan bahwa komponen terbesar biaya transportasi adalah biaya sewa kapal. Hal ini disebabkan, pada studi ini menggunakan kapal sewa dengan skema *time charter* yang dihitung per hari. Walaupun biaya sewa per hari, pada umumnya jangka waktu sewa hingga bertahun-tahun. Oleh karena itu, meskipun waktu operasional kapal tidak sampai 356 hari, diasumsikan biaya sewa kapal dihitung dalam jangka waktu satu tahun.

Biaya investasi yang digunakan pada saat optimasi pemilihan kapal tidak hanya berupa biaya transportasi saja melainkan juga biaya investasi terminal penerima serta biaya operasional terminal penerima. Seperti yang dijelaskan sebelumnya ukuran kapal mempengaruhi ukuran terminal penerima. Pada rute T-13-15-14-T, jika kapal ukuran 2500 m<sup>3</sup> beroperasi pada rute tersebut estimasi total biaya pembangunan terminal penerima untuk terminal penerima 13, 14, dan 15 yang masing-masing terletak di Langgur, Dobo, dan Saumlaki mencapai US\$ 25,556,625 dengan estimasi biaya operasional untuk ketiga terminal penerima tersebut mencapai US\$ 335,352 per tahun. Perhitungan biaya investasi dan biaya operasional terminal penerima 13, 14, dan 15 dengan rute T-13-15-14-T menggunakan kapal 2500 m<sup>3</sup> dapat dilihat pada Tabel 4.16 Kapal dengan ukuran 2500 m<sup>3</sup> memerlukan waktu *roundtrip* selama kurang dari 4 hari untuk melayani rute T-13-15-14-T dengan daya tampung tiap terminal penerima sekurang-kurangnya 7 hari.



**Tabel 4. 16** Perhitungan estimasi biaya investasi terminal penerima 13 rute T-13-15-14-T

Terminal Penerima 13 (LANGGUR)				
CAPEX				
No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	4	\$ 150,000.00	\$ 600,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$ 770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 24,000.00	\$ 72,000.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	6700	\$ 163.00	\$ 1,092,100.00
7	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
8	Jetty	50	\$ 13,300.00	\$ 665,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 6,742,100.00
11	Component Installation			\$ 1,685,525.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 8,427,625.00

OPEX		
No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 16,855.25
3	Maintenance	\$ 42,138.13
TOTAL		\$ 111,145.38

Tabel 4.16 di atas merupakan rincian perhitungan biaya investasi dan biaya operasional pada terminal penerima 13 yang terletak di Langgur. Terminal penerima ini melayani PLTMG Langgur dengan daya 20 MW. Dengan daya tersebut, konsumsi LNG tiap hari mencapai 156,52 m<sup>3</sup>. Daya tampung selama 7 hari ditambah *safety stock* 1 hari mengharuskan terminal penerima ini sekurang-kurangnya mempunyai tangki dengan kapasitas 1250 m<sup>3</sup>. Sehingga dengan menggunakan tangki LNG ukuran 350 m<sup>3</sup> pada terminal penerima ini membutuhkan sebanyak 4 tangki. Mengacu hasil identifikasi terminal penerima pada Tabel 4.6, estimasi biaya investasi terminal penerima 13 sebesar US\$ 8,427,625 dan biaya operasional US\$ 111,145 per tahun.

**Tabel 4. 17** Perhitungan estimasi biaya investasi terminal penerima 14 rute T-13-15-14-T

Terminal Penerima 14 (DOBO)					
CAPEX					
No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)		Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	2	\$	150,000.00	\$ 300,000.00
2	Cryogenic Pipe	300	\$	770.00	\$ 231,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	24,000.00	\$ 72,000.00
5	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	6700	\$	163.00	\$ 1,092,100.00
7	Jetty	150	\$	13,300.00	\$ 1,995,000.00
7	Supporting Building	1	\$	77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL					\$ 7,926,100.00
11	Component Installation				\$ 1,981,525.00
TOTAL INVESTMENT					\$ 9,907,625.00

OPEX		
No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 19,815.25
3	Maintenance	\$ 49,538.13
TOTAL		\$ 121,505.38

Tabel 4.17 di atas merupakan rincian perhitungan biaya investasi dan biaya operasional pada terminal penerima 14 yang terletak di Dobo. Terminal penerima ini melayani PLTMG Dobo dengan daya 10 MW. Dengan daya tersebut, konsumsi LNG tiap hari mencapai 78,26 m<sup>3</sup>. Daya tampung selama 7 hari ditambah *safety stok* 1 hari mengharuskan terminal penerima ini sekurang-kurangnya mempunyai tangki dengan kapasitas 625 m<sup>3</sup>. Sehingga dengan menggunakan tangki LNG ukuran 350 m<sup>3</sup> pada terminal penerima ini membutuhkan sebanyak 2 tangki. Mengacu hasil identifikasi terminal penerima pada Tabel 4.6, estimasi biaya investasi terminal penerima 14 sebesar US\$ 9,907,625 dan biaya operasional US\$ 121,505 per tahun.

**Tabel 4. 18** Perhitungan estimasi biaya investasi terminal penerima 15 rute T-13-15-14-T

Terminal Penerima 15 (SAUMLAKI)				
CAPEX				
No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	2	\$ 150,000.00	\$ 300,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$ 770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 24,000.00	\$ 72,000.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	6700	\$ 163.00	\$ 1,092,100.00
7	Supporting Building	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
8	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
9	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 5,777,100.00
10	Component Installation			\$ 1,444,275.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 7,221,375.00
OPEX				
No.	Operational	Cost		
1	Crew	\$	52,152.00	
2	Land Building Tax	\$	14,442.75	
3	Maintenance	\$	36,106.88	
TOTAL		\$	102,701.63	

Tabel 4.18 di atas merupakan rincian perhitungan biaya investasi dan biaya operasional pada terminal penerima 15 yang terletak di Saumlaki. Terminal penerima ini melayani PLTMG Saumlaki dengan daya 10 MW. Dengan daya tersebut, konsumsi LNG tiap hari mencapai 78,26 m<sup>3</sup>. Daya tampung selama 7 hari ditambah *safety stock* 1 hari mengharuskan terminal penerima ini sekurang-kurangnya mempunyai tangki dengan kapasitas 625 m<sup>3</sup>. Sehingga dengan menggunakan tangki LNG ukuran 350 m<sup>3</sup> pada terminal penerima ini membutuhkan sebanyak 2 tangki. Mengacu hasil identifikasi terminal penerima pada Tabel 4.6, biaya investasi terminal penerima 14 sebesar US\$ 7,721,375 dan biaya operasional US\$ 102,701 per tahun.

Dilihat dari hasil perhitungan biaya investasi terminal penerima di atas, fasilitas yang kebutuhannya berubah berdasarkan kapal yang beroperasi adalah daya tampung tangki LNG. Semakin besar daya tampungnya, maka jumlah tangki semakin banyak yang otomatis memerlukan lahan yang lebih luas pula. Hal ini berdampak pada besarnya biaya investasi terminal penerima. Sedangkan untuk fasilitas lainnya selain tangki dan lahan, cenderung tetap dikarenakan fasilitas tersebut merupakan fasilitas penunjang terminal penerima untuk memasok LNG ke pembangkit.

Total biaya investasi terminal penerima pada rute T-13-15-14-T dengan menggunakan kapal ukuran 2500 m<sup>3</sup>. sebesar US\$ 28,895,421. Biaya investasi tersebut terdiri dari biaya pembangunan terminal penerima sebesar US\$ 25,556,625 estimasi biaya operasional sebesar US\$ 335,352 dan biaya transportasi kapal sebesar US\$ 3,003,442. Rincian dapat dilihat pada Tabel 4.19 dibawah ini.

**Tabel 4. 19** Rincian biaya investasi rute T-13-15-14-T kapal ukuran 2500 m<sup>3</sup>

SHINJU MARU (2500 m3)	
CAPEX Receiving Terminal 13	\$ 8,427,625.00
CAPEX Receiving Terminal 14	\$ 9,907,625.00
CAPEX Receiving Terminal 15	\$ 7,221,375.00
Operational Cost Receiving Terminal 13	\$ 111,145.38
Operational Cost Receiving Terminal 14	\$ 121,505.38
Operational Cost Receiving Terminal 15	\$ 102,701.63
Transportation Cost	\$ 3,003,444.02
Total	\$ 28,895,421.39

Dengan cara yang sama, didapatkan biaya investasi untuk rute T-13-15-14-T dengan ukuran kapal 7500 m<sup>3</sup>, 10000 m<sup>3</sup>, 19500 m<sup>3</sup> dan 23000 m<sup>3</sup> seperti tertera pada Tabel 4.20 berikut.

**Tabel 4. 20** Perbandingan biaya investasi berbagai ukuran kapal untuk melayani rute T-13-15-14-T

Biaya Investasi Total	
Kapal Ukuran 2500 m <sup>3</sup>	: \$ 28,895,421.39
Kapal Ukuran 7500 m <sup>3</sup>	: \$ 33,259,098.41
Kapal Ukuran 10000 m <sup>3</sup>	: \$ 36,398,965.65
Kapal Ukuran 19500 m <sup>3</sup>	: \$ 44,689,469.13
Kapal Ukuran 23000 m <sup>3</sup>	: \$ 48,763,118.86

Setelah besarnya nilai investasi tiap ukuran kapal yang melayani rute T-13-15-14-T diketahui sesuai pada tabel di atas. Langkah selanjutnya adalah memilih kapal yang beroperasi pada rute tersebut dengan menggunakan optimasi. Metode optimasi yang digunakan untuk memilih kapal tiap rute adalah *Integer Linear Programming* (ILP). Disebut *Integer* karena variabel keputusan bilangan biner 0 dan 1. Variabel keputusan bernilai 1 untuk kapal yang terpilih dan sebaliknya. Dalam melakukan proses optimasi menggunakan *linear programming* terdapat tiga bagian yaitu variabel keputusan (*decision variable*), fungsi objektif (*objective function*), dan batasan (*constraints*).

Fungsi objektif pada optimasi pemilihan kapal pada tiap rute dapat dilihat pada persamaan 4.11.  $c_r^k$  adalah biaya investasi kapal  $k$  untuk melayani rute  $r$ ,  $x_k$  adalah variabel keputusan kapal  $k$  terpilih atau tidak.

$$Z = \text{Min } \sum_{k \in K} c_r^k x_k \quad (4.11)$$

Batasan diperlukan untuk menjamin bahwa kapal yang terpilih merupakan kapal yang paling optimal diantara alternatif kapal yang lain. Batasan dari optimasi pemilihan kapal tiap rute, antara lain:

$$Od_r^k \leq Ty \quad (4.12)$$

$$\sum_{r \in R} n_r^k M^k \geq dy_r \quad (4.13)$$

$$RTD_r^k \leq Av_r^k \quad (4.14)$$

$$\sum_{k \in K} x_k = 1 \quad (4.15)$$

$$x_k = \text{binary} \quad (4.16)$$

Fungsi objektif (4.11) adalah minimal biaya investasi untuk rute  $r$  dengan memilih satu dari lima alternative kapal yang ada. Batasan (4.12) merupakan batasan waktu operasional kapal  $k$  untuk memenuhi kebutuhan LNG pada rute  $r$  selama satu tahun kurang dari waktu maksimum kapal beroperasi dalam satu tahun. Mengacu pada Stopford (2009), total waktu kapal tidak beroperasi dikarenakan *dry dock* dan *out of service* untuk kapal dengan umur 0 sampai 10 tahun adalah 30 sampai 37 hari. Maksimal waktu operasional kapal dalam satu tahun diasumsikan 330 hari. Batasan (4.13) merupakan hukum *supply demand* dimana suplai LNG dalam satu tahun lebih dari permintaan. Batasan (4.14) menjamin bahwa stok yang LNG di terminal penerima masih tersedia hingga kapal datang lagi untuk memasok LNG dalam waktu sekali *round trip*. Waktu ketersediaan terminal penerima diperoleh dari pembagian antara kapasitas muatan kapal dibagi dengan permintaan terminal penerima per hari pada rute  $r$ . Batasan (4.15) merupakan variabel keputusan kapal  $k$  terpilih atau tidak, angka 1 menunjukkan bahwa kapal terpilih begitu sebaliknya dan batasan (4.16) menjamin bahwa hanya ada 1 kapal yang terpilih untuk tiap rute.

Proses optimasi pada studi ini menggunakan aplikasi tambahan dari Microsoft excel 2013, yaitu solver. Solver dapat digunakan untuk menangani masalah yang melibatkan banyak variabel dan membantu mencari kombinasi variabel untuk meminimalkan atau memaksimalkan nilai pada satu target. Pemecahan masalah yang kompleks adakalanya dapat diselesaikan dengan pembuatan model matematika menggunakan proses yang dapat diprogram atau yang disebut algoritma. Model matematika yang dapat digunakan adalah pemrograman linier (*linear*

*programming*), pemrograman bilangan bulat (*integer programming*), dan pemrograman non linier (*non linear programming*).

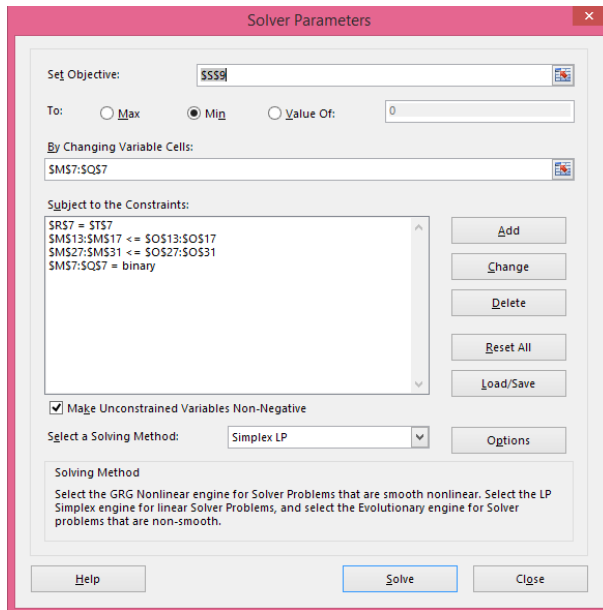
Proses oprimasi dimulai dengan membuat membuat pemodelan dari persamaan matematis (4.11) sampai (4.16) yang memuat tiga bagian dari *integer linear programming*, yaitu variabel keputusan, fungsi objektif, dan batasan masalah.. Tampilan pemodelan optimasi pemilihan kapal rute T-13-15-14-T pada Microsoft excel dapat dilihat pada Gambar 4.8.

Optimasi Kapal Rute T-13-15-14-T										
	Shinju Maru,		Coral Methane,		Norgas, $X_3$		Surya Aki, $X_4$		Surya Satsuma,	
	$X_1$	$X_2$					$X_5$			
Decision Variable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Invetment	28,895,421.39	33,259,098.41	36,398,965.65	44,689,469.13	48,763,118.86	Objective:		0.00		
Constraints										
1	Total Round Trip Days		<=		Operating Days Per Year					
	$X_1$	0.00	<=		330					
	$X_2$	0.00	<=		330					
	$X_3$	0.00	<=		330					
	$X_4$	0.00	<=		330					
	$X_5$	0.00	<=		330					
2	Muatan per Tahun		>=		Kebutuhan Pembangkit per tahun					
	$X_1$	0	>=		114260.87					
	$X_2$	0	>=		114260.87					
	$X_3$	0	>=		114260.87					
	$X_4$	0	>=		114260.87					
	$X_5$	0	>=		114260.87					
3	Waktu Tempuh kapal		<=		Waktu ketersediaan terminal					
	$X_1$	0.00	<=		7.0					
	$X_2$	0	<=		23.0					
	$X_3$	0	<=		30.9					
	$X_4$	0	<=		61.3					
	$X_5$	0	<=		72.5					

**Gambar 4. 8** Tampilan pemodelan pada Microsoft Excel

Pada gambar 4.8 diatas dapat diketahui bahwa *input* dari optimasi pemilihan kapal pada rute T-13-15-14-T adalah biaya investasi tiap kapal yang telah dihitung sebelumnya, variabel keputusan serta batasan (*constraint*). Angka pada kelima variabel keputusan (*decision variable*) yang mewakili lima opsi kapal bernilai 0 karena belum dilakukan optimasi. Langkah selanjutnya

melakukan proses optimasi dengan menggunakan solver. Tampilan tabulasi solver pada Microsoft Excel dapat dilihat pada Gambar 4.9 di bawah ini:



**Gambar 4. 9** Tabulasi solver pada Microsoft excel

Dapat dilihat pada (gambar 4.9) bahwa *input* pada tabulasi solver antara lain *cell* yang berisi fungsi objektif dimana pada *cell* tersebut terdapat formula untuk menghitung biaya investasi minimum sesuai persamaan (4.11), *cell* yang berisi variabel keputusan, serta *cell* yang berisi batasan sesuai dengan persamaan (4.12) sampai persamaan (4.16). Selain itu terdapat pilihan nilai yang dicari berupa nilai minimum dari fungsi objektif, nilai maksimum dari fungsi objektif serta nilai yang paling mendekati dari nilai yang dikehendaki. Metode penyelesaian yang digunakan adalah simplex LP dikarenakan pemodelan matematis pada fungsi objektif merupakan persamaan linier. Hasil dari proses optimasi dapat dilihat pada Gambar 4.20 di bawah ini



Optimasi Kapal Route T-13-15-14-T							
	Shinju Maru, $X_1$	Coral Methane, $X_2$	Norgas, $X_3$	Surya Aki, $X_4$	Surya Satsuma, $X_5$		
Decision Variable	1	0	0	0	0	1	
Invetment	28,895,421.39	33,259,098.41	36,398,965.65	44,689,469.13	48,763,118.86	Objective: 28,895,421.39	
Constraints							
1.	Total Round Trip Days	<=		Operating Days Per Year			
	$X_1$	176.54	<=		330		
	$X_2$	0.00	<=		330		
	$X_3$	0.00	<=		330		
	$X_4$	0.00	<=		330		
	$X_5$	0.00	<=		330		
2.	Muatan per Tahun	>=		Kebutuhan Pembangkit per tahun			
	$X_1$	115000	>=		114260.87		
	$X_2$	0	>=		114260.87		
	$X_3$	0	>=		114260.87		
	$X_4$	0	>=		114260.87		
	$X_5$	0	>=		114260.87		
3.	Waktu Tempuh kapal	<=		Waktu ketersediaan terminal			
	$X_1$	3.84	<=		7.0		
	$X_2$	0	<=		23.0		
	$X_3$	0	<=		30.9		
	$X_4$	0	<=		61.3		
	$X_5$	0	<=		72.5		

**Gambar 4. 10** Tampilan hasil optimasi pemilihan kapal rute T-13-15-14-T

Hasil optimasi pemilihan kapal pada rute T-13-15-14-T menunjukkan bahwa kapal Coral Methane dengan kapasitas 7500 m<sup>3</sup> terpilih untuk melayani rute tersebut. Kapal ukuran ini terpilih karena memiliki biaya investasi yang paling minimum dibandingkan dengan kapal yang lain yaitu sebesar US\$ 28,895,421. Selain itu juga kapal ini memenuhi batasan yang ada diantaranya *total round trip days* 176,54 hari dalam satu tahun, mampu menyuplai 115500 m<sup>3</sup> LNG dalam satu tahun serta dalam satu kali kunjungan mampu memasok LNG hingga 7 hari kedepan dengan waktu sekali *round trip* kurang kurang dari 4 hari. Proses optimasi pemilihan kapal ini tidak hanya dilakukan pada rute T-13-15-14-T saja, melainkan juga dilakukan pada seluruh rute yang mungkin yaitu sebanyak 266 rute. Optimasi pada rute yang lain sebagian dapat dilihat pada lampiran.

#### 4.8 Optimasi pemilihan rute distribusi menggunakan metode *Set Partitioning Problem*

Sebelumnya telah diketahui bahwa untuk mendistribusikan LNG ke pembangkit di Kepulauan Maluku terdapat 266 rute yang mungkin (*feasible route*) yang terbagi menjadi tiga *cluster*. Rinciannya yaitu *cluster I* dan *cluster II* masing-masing memiliki 126 rute yang mungkin, *cluster III* memiliki 14 rute. Metode yang digunakan untuk menentukan rute distribusi LNG ke semua terminal penerima dengan biaya investasi paling minimum adalah metode *Set Partitioning Problem (SPP)*.

*Set Partitioning Problem (SPP)* digunakan pada permasalahan distribusi ketika suatu kota atau *node* yang pada distribusi LNG berupa terminal penerima, wajib dikunjungi hanya satu kali. Distribusi LNG untuk merupakan penunjang ketersediaan tenaga listrik, yang menggunakan gas alam sebagai bahan bakar. Oleh karena itu, untuk menjamin pasokan LNG ke tiap terminal penerima ditugaskan satu kapal yang mendistribusikan LNG dari kilang LNG. Disamping itu permintaan LNG dari tiap tiap terminal penerima jauh lebih kecil dari kapasitas kapal LNG yang tersedia maka tidak perlu satu terminal penerima dilayani oleh 2 kapal atau lebih.

Pemilihan rute distribusi dengan menggunakan *Set Partitioning Problem (SPP)* dapat dilakukan dengan persamaan berikut (4.18) sampai (4.21). Fungsi objektif dari *Set Partitioning Problem* pada studi ini adalah terpilihnya satu atau beberapa rute yang melayani seluruh terminal penerima dengan total biaya transportasi minimum. Secara matematis dapat dituliskan pada persamaan (4.18).  $c_r^k$  adalah biaya investasi rute  $r$  dengan menggunakan kapal  $r$ .  $c_r^k$  merupakan hasil optimasi pemilihan kapal yang telah dilakukan sebelumnya, dan  $x_r$  adalah variabel keputusan rute  $r$  terpilih atau tidak.  $x_r$  bernilai 1 jika rute  $r$  terpilih, dan bernilai 0 jika sebaliknya. Selanjutnya,  $R$  menyatakan himpunan semua rute yang mungkin.

$$Z = \text{Min } \sum_{r \in R} c_r^k x_r \quad (4.17)$$

Batasan diperlukan untuk memastikan bahwa rute yang terpilih merupakan rute yang paling optimal diantara alternatif rute yang lain dan masing-masing terminal penerima dilayani satu kali. Berikut ini batasan dari optimasi pemilihan rute.

$$\sum_{r \in R} A_{ir} x_r = 1 \quad (4.18)$$

$$x_r = \text{binary} \quad (4.19)$$

$$A_{ir} = \text{binary} \quad (4.20)$$

Batasan (4.18) menjamin bahwa setiap terminal penerima hanya akan dikunjungi satu rute. Batasan (4.19) merupakan batasan biner dari variabel keputusan dan  $A_{ir}$  adalah parameter yang bernilai 1 jika rute  $r$  mengunjungi terminal penerima  $i$  dan bernilai 0 jika sebaliknya (Lysgaard, 2014). Optimasi pemilihan rute dilakukan dengan menggunakan aplikasi solver yang merupakan aplikasi tambahan yang ada di di Microsoft excel. Proses optimasi dimulai dengan membuat pemodelan yang merupakan representatif dari persamaan (4.17) sampai (4.20). Setelah itu dilakukan proses optimasi dengan menggunakan solver.

Dengan menggunakan metode *Set Partitioning Problem (SPP)* terpilih 4 rute distribusi LNG ke seluruh terminal penerima. Ke empat rute tersebut antara lain rute D-2-1-3-5-6-4-D dengan biaya investasi US\$ 55,706,098 menggunakan kapal ukuran 7500 m<sup>3</sup>; rute T-7-8-9-T dengan biaya investasi US\$ 28,521,406 menggunakan kapal ukuran 2500 m<sup>3</sup>, rute T-10-11-12-T dengan biaya investasi US\$ 41,035,084 menggunakan kapal ukuran 10000 m<sup>3</sup> dan rute T-13-15-14-T dengan biaya investasi US\$ 28,894,421 menggunakan kapal ukuran 2500 m<sup>3</sup>. Peta rute distribusi ke seluruh terminal penerima dapat dilihat pada Gambar 4.11 di bawah ini



**Gambar 4. 11** Peta rute distribusi hasil optimasi

#### 4.8.1 Optimasi Distribusi pada *Cluster I*

*Cluster I* terdiri 6 terminal penerima yang seluruhnya terdapat di wilayah Provinsi Maluku Utara. Enam terminal penerima tersebut antara lain terminal penerima I terletak di Tobelo, terminal penerima II terletak di Malifut, terminal penerima III terletak di Ternate, terminal penerima IV terletak di Tidore, terminal penerima V terletak di Soa Sio, dan terminal penerima VI terletak di Sofifi. Daya total pembangkit di *Cluster I* adalah 170,9 MW dengan kebutuhan LNG total adalah 1014,54 m<sup>3</sup> per hari. Peta persebaran terminal penerima di *cluster 1* dapat dilihat pada Gambar 4.12 berikut.



**Gambar 4. 12** Persebaran terminal penerima *cluster I*

Rute yang mungkin pada *cluster I* sebanyak 126 rute, 63 rute dengan sumber LNG dari kilang Tangguh dan 63 rute lainnya sumber LNG dari kilang Donggi. Karena *demand* total terminal penerima pada *cluster* ini tidak terlalu besar dan letak terminal penerima yang kurang tersebar membuat kapal yang terpilih tiap rute pada *cluster I* pun kurang bervariasi. Dari 126 rute yang mungkin pada *cluster* ini, hanya ada 2 variasi kapal yang terpilih yaitu kapal dengan ukuran 2500 m<sup>3</sup> dan 7500 m<sup>3</sup>. Kapal yang

terpilih beserta biaya investasi tiap-tiap rute pada *cluster* I dapat dilihat pada Gambar 4.13 berikut

No	Cluster	Route	Receiving Terminal served by ship						loading point	Route distance	LNGC size (m <sup>3</sup> )	Transportation Cost (US\$/year)	Xr	Route Selection
			1	2	3	4	5	6						
1	1	T1-T	1	0	0	0	0	0	1	994.44	2500.00	12,732,846.50	0	-
2	1	T2-T	0	1	0	0	0	0	1	1025.56	2500.00	11,784,020.27	0	-
3	1	T3-T	0	0	1	0	0	0	1	1061.11	2500.00	13,924,976.47	0	-
4	1	T4-T	0	0	0	1	0	0	1	1073.33	2500.00	11,634,760.55	0	-
5	1	T5-T	0	0	0	0	1	0	1	1094.44	2500.00	11,032,398.51	0	-
6	1	T6-T	0	0	0	0	0	1	1	1081.11	2500.00	11,002,628.09	0	-
7	1	T1-2-T	1	1	0	0	0	0	2	1062.17	2500.00	20,351,106.93	0	-
8	1	T1-3-T	1	0	1	0	0	0	2	1203.33	2500.00	22,987,224.27	0	-
9	1	T1-4-T	1	0	0	1	0	0	2	1216.11	7500.00	24,263,957.45	0	-
10	1	T1-5-T	1	0	0	0	1	0	2	1230.00	2500.00	19,808,050.67	0	-
11	1	T1-6-T	1	0	0	0	0	1	2	1226.67	2500.00	19,599,836.44	0	-
12	1	T2-3-T	0	1	1	0	0	0	2	1267.22	2500.00	21,872,525.34	0	-
13	1	T2-4-T	0	1	0	1	0	0	2	1280.00	7500.00	23,325,558.55	0	-
14	1	T2-5-T	0	1	0	0	1	0	2	1291.67	2500.00	18,672,797.17	0	-
15	1	T2-6-T	0	1	0	0	0	1	2	1288.33	2500.00	18,841,514.59	0	-
16	1	T3-4-T	0	0	1	1	0	0	2	1080.83	7500.00	24,788,023.16	0	-
17	1	T3-5-T	0	0	1	0	1	0	2	1096.00	2500.00	21,206,876.36	0	-
18	1	T3-6-T	0	0	1	0	0	1	2	1088.89	2500.00	21,166,562.08	0	-
19	1	T4-5-T	0	0	0	1	1	0	2	1095.94	7500.00	22,478,382.07	0	-
20	1	T4-6-T	0	0	0	1	0	1	2	1088.33	7500.00	22,476,021.71	0	-
21	1	T5-6-T	0	0	0	0	1	1	2	1094.22	2500.00	17,740,709.14	0	-
22	1	T3-1-2-T	1	1	1	0	0	0	3	1271.06	2500.00	31,031,686.94	0	-
23	1	T4-1-2-T	1	1	0	1	0	0	3	1283.83	7500.00	32,051,087.32	0	-
24	1	T5-1-2-T	1	1	0	0	1	0	3	1297.72	2500.00	27,418,922.46	0	-
25	1	T6-1-2-T	1	1	0	0	0	1	3	1294.39	2500.00	27,755,106.92	0	-
26	1	T4-3-1-T	1	0	1	1	0	0	3	1223.06	7500.00	33,625,135.04	0	-
27	1	T5-3-1-T	1	0	1	0	1	0	3	1238.22	2500.00	30,269,107.11	0	-
28	1	T6-3-1-T	1	0	1	0	0	1	3	1231.11	2500.00	30,243,629.19	0	-
29	1	T5-4-1-T	1	0	0	1	1	0	3	1238.72	7500.00	31,248,342.27	0	-
30	1	T6-4-1-T	1	0	0	1	0	1	3	1231.11	7500.00	31,245,894.49	0	-
100	1	D-2-5-6-D	0	1	0	0	1	1	3	1232.56	2500	25,534,438.31	0	-
101	1	D-4-5-3-D	0	0	1	1	1	0	3	816.94	7500	31,370,356.31	0	-
102	1	D-3-4-6-D	0	0	1	1	0	1	3	815.28	7500	31,662,340.77	0	-
103	1	D-3-5-6-D	0	0	1	0	1	1	3	815.22	2500	28,200,522.65	0	-
104	1	D-6-5-4-D	0	0	0	1	1	1	3	804.61	2500	25,676,221.07	0	-
105	1	D-2-1-3-4-D	1	1	1	1	0	0	4	1231.89	7500	41,811,616.67	0	-
106	1	D-2-1-3-5-D	1	1	1	0	1	0	4	1244.83	7500	39,577,895.93	0	-
107	1	D-2-1-3-6-D	1	1	1	0	0	1	4	1239.94	7500	39,362,937.99	0	-
108	1	D-2-1-5-4-D	1	1	0	1	1	0	4	1240.33	7500	39,231,152.80	0	-
109	1	D-2-1-4-6-D	1	1	0	1	0	1	4	1239.94	7500	39,206,225.51	0	-
110	1	D-2-1-5-6-D	1	1	0	0	1	1	4	1238.61	2500	34,473,004.88	0	-
111	1	D-1-4-5-3-D	1	0	1	1	1	0	4	1158.61	7500	40,486,981.60	0	-
112	1	D-1-3-4-6-D	1	0	1	1	0	1	4	1145.83	7500	40,456,220.09	0	-
113	1	D-1-3-5-6-D	1	0	1	0	1	1	4	1145.78	7500	38,552,578.79	0	-
114	1	D-1-4-6-5-D	1	0	0	1	1	1	4	1146.28	7500	38,386,476.77	0	-
115	1	D-2-4-5-3-D	0	1	1	1	1	0	4	1255.83	7500	38,386,476.77	0	-
116	1	D-2-3-4-6-D	0	1	1	1	0	1	4	1243.06	7500	39,574,711.98	0	-
117	1	D-2-3-5-6-D	0	1	1	0	1	1	4	1243.00	7500	37,572,495.52	0	-
118	1	D-2-4-5-6-D	0	1	0	1	1	1	4	1243.50	7500	37,485,984.94	0	-
119	1	D-3-5-6-4-D	0	0	1	1	1	1	4	822.44	7500	38,530,583.15	0	-
120	1	D-2-1-4-5-3-D	1	1	1	1	1	0	5	1259.67	7500	46,440,968.69	0	-
121	1	D-2-1-3-4-6-D	1	1	1	1	0	1	5	1246.89	7500	48,510,861.48	0	-
122	1	D-2-1-3-5-6-D	1	1	1	0	1	1	5	1246.83	2500	46,435,454.62	0	-
123	1	D-2-1-4-5-6-D	1	1	0	1	1	1	5	1247.33	7500	46,384,810.28	0	-
124	1	D-1-3-5-6-4-D	1	0	1	1	1	1	5	1153.00	7500	47,646,714.52	0	-
125	1	D-2-3-5-6-4-D	0	1	1	1	1	1	5	1250.22	7500	46,767,439.79	0	-
126	1	D-2-1-3-5-6-4-D	1	1	1	1	1	1	6	1254.06	7500	55,706,098.60	1	55,706,098.60
			1	1	1	1	1	1						55,706,098.60

**Gambar 4. 13** Tampilan optimasi *Cluster* I pada Microsoft Excel

Dengan menggunakan metode *Set Partitioning Problem (SPP)* didapatkan rute yang terpilih untuk mendistribusikan LNG

ke seluruh terminal penerima yang ada pada *cluster* I adalah rute D-2-1-3-5-6-4-D dengan biaya investasi US\$ 55,706,098 menggunakan kapal ukuran 7500 m<sup>3</sup>. Rincian biaya investasi dapat dilihat pada Tabel 4.21 Sedangkan perhitungan biaya investasi tiap terminal penerima tercantum pada lampiran.

**Tabel 4. 21** Rincian biaya investasi rute D-2-1-3-5-6-4-D

CORAL METHANE (7500 m <sup>3</sup> )		
CAPEX Receiving Terminal 1	\$	8,753,250.00
CAPEX Receiving Terminal 2	\$	7,825,750.00
CAPEX Receiving Terminal 3	\$	10,642,750.00
CAPEX Receiving Terminal 4	\$	9,027,000.00
CAPEX Receiving Terminal 5	\$	6,994,500.00
CAPEX Receiving Terminal 6	\$	6,994,500.00
Operational Cost Receiving Terminal 1	\$	113,424.75
Operational Cost Receiving Terminal 2	\$	106,932.25
Operational Cost Receiving Terminal 3	\$	126,651.25
Operational Cost Receiving Terminal 4	\$	115,341.00
Operational Cost Receiving Terminal 5	\$	101,113.50
Operational Cost Receiving Terminal 6	\$	101,113.50
Transportation Cost	\$	4,803,772.35
Total	\$	55,706,098.60

Rute D-2-1-3-5-6-4-D merupakan rute dengan jarak tempuh terpendek untuk mendistribusikan LNG ke seluruh terminal penerima pada *cluster* I dengan kilang DS LNG sebagai pemasok. Gambaran rute berlayar kapal untuk melayani rute D-2-1-3-5-6-4-D dapat dilihat pada Gambar 4.14.



**Gambar 4. 14** Gambaran rute D-2-1-3-5-6-4-D

#### 4.8.2 Optimasi Distribusi pada *Cluster II*

*Cluster II* terdiri 6 terminal penerima yang seluruhnya terdapat di wilayah Provinsi Maluku. Enam terminal penerima tersebut antara lain terminal penerima 7 terletak di Namlea, terminal penerima 8 terletak di Masohi, terminal penerima 9 terletak di Sepa, terminal penerima 10 terletak di Liang, terminal penerima 11 terletak di Waai, dan terminal penerima 12 terletak di Teluk Ambon. Daya total pembangkit di *Cluster II* adalah 328,4 MW yang setara dengan kebutuhan LNG 2041,83 m<sup>3</sup> per hari. *Cluster II* merupakan *cluster* dengan *demand* LNG terbesar dibandingkan dengan *cluster* lain. Hal ini disebabkan pada *cluster* ini terdapat pembangkit terbesar di wilayah Indonesia bagian Timur yaitu pembangkit-pembangkit yang ada di wilayah Pulau Ambon. Kota Ambon adalah kota terbesar di Indonesia bagian Timur sehingga wajar kalau permintaan energi listrik di wilayah ini juga besar. Peta persebaran terminal penerima di *cluster II* dapat dilihat pada Gambar 4.15 berikut.





**Gambar 4. 15** Persebaran terminal penerima *cluster* II

Rute yang mungkin pada *cluster* II sebanyak 126 rute, 63 rute dengan sumber LNG dari kilang Tangguh dan 63 rute lainnya sumber LNG dari kilang Donggi. *Demand* total terminal penerima pada *cluster* ini dua kali lipat lebih besar dibanding *demand* pada *cluster* I. *Demand* LNG tiap terminal penerima pun lebih variatif, paling kecil terdapat pada terminal penerima 9 yang terletak di Sepa Pulau Seram dengan *demand* 39,13 m<sup>3</sup> per hari. Sedangkan *demand* paling besar adalah terminal penerima Liang dan Teluk Ambon masing-masing 860,87 m<sup>3</sup> per hari dan 759,91 m<sup>3</sup> per hari. *Demand* tiap terminal penerima yang bervariasi membuat kapal yang terpilih tiap rute pada *cluster* II pun bervariasi dari ukuran 2500 m<sup>3</sup> hingga 19500 m<sup>3</sup>. Kapal yang terpilih beserta biaya investasi tiap-tiap rute pada *cluster* II dapat dilihat pada Gambar 4.16 berikut

No	Cluster	Route	Receiving Terminal Served by Ship						loading point	Route distance (nm)	Volume LNGG required (m3)	Investment Cost (US\$)	Xij	Route Selection
			7	8	9	10	11	12						
127	2	T-7-T	1	0	0	0	0	0	1	775.56	2500.00	10,810,673.40	0	0
128	2	T-8-T	0	1	0	0	0	0	1	742.22	2500.00	12,498,659.93	0	0
129	2	T-9-T	0	0	1	0	0	0	1	694.44	2500.00	12,758,171.82	0	0
130	2	T-10-T	0	0	0	1	0	0	1	784.44	7500.00	18,032,104.11	0	0
131	2	T-11-T	0	0	0	0	1	0	1	790.00	2500.00	13,766,831.48	0	0
132	2	T-12-T	0	0	0	0	0	1	1	840.00	7500.00	18,240,547.03	0	0
133	2	T-7-8-T	1	1	0	0	0	0	2	895.56	2500.00	19,834,718.61	0	0
134	2	T-7-9-T	1	0	1	0	0	0	2	876.67	2500.00	19,940,076.94	0	0
135	2	T-7-10-T	1	0	0	1	0	0	2	872.78	7500.00	25,362,706.98	0	0
136	2	T-7-11-T	1	0	0	0	1	0	2	883.89	2500.00	20,995,320.16	0	0
137	2	T-7-12-T	1	0	0	0	0	1	2	892.78	7500.00	25,377,681.15	0	0
138	2	T-8-9-T	0	1	1	0	0	0	2	736.28	2500.00	21,437,151.10	0	0
139	2	T-8-10-T	0	1	0	1	0	0	2	806.39	7500.00	27,040,365.47	0	0
140	2	T-8-11-T	0	1	0	0	1	0	2	808.61	2500.00	22,641,938.82	0	0
141	2	T-8-12-T	0	1	0	0	0	1	2	877.78	7500.00	27,682,360.32	0	0
142	2	T-9-10-T	0	0	1	1	0	0	2	789.50	7500.00	26,974,133.54	0	0
143	2	T-9-11-T	0	0	1	1	0	0	2	791.61	2500.00	22,538,059.47	0	0
144	2	T-9-12-T	0	0	1	0	0	1	2	857.78	7500.00	26,996,018.79	0	0
145	2	T-10-11-T	0	0	0	1	1	0	2	795.78	7500.00	27,941,377.71	0	0
146	2	T-10-12-T	0	0	0	1	0	1	2	863.83	10000.00	31,412,274.30	0	0
147	2	T-11-12-T	0	0	0	0	1	1	2	858.89	7500.00	28,300,272.80	0	0
148	2	T-7-8-9-T	1	1	1	0	0	0	3	889.61	2500.00	28,521,406.54	1	28,521,407
149	2	T-7-10-8-T	1	1	0	1	0	0	3	894.72	7500.00	34,212,356.36	0	0
150	2	T-7-11-8-T	1	1	0	0	1	0	3	902.50	2500.00	29,942,428.41	0	0
151	2	T-7-12-8-T	1	1	0	0	0	1	3	930.56	7500.00	34,211,704.67	0	0
164	2	T-9-11-10-T	0	0	1	1	1	0	3	797.39	7500.00	36,521,081.63	0	0
165	2	T-9-10-12-T	0	0	1	1	0	1	3	868.89	10000.00	40,195,013.51	0	0
166	2	T-9-11-12-T	0	0	1	0	1	1	3	860.50	7500.00	36,876,903.98	0	0
167	2	T-10-11-12-T	0	0	0	1	1	1	3	864.67	10000.00	41,035,084.03	1	41,035,084
168	2	T-7-10-8-9-T	1	1	1	1	0	0	4	888.78	7500.00	43,140,681.35	0	0
169	2	T-7-11-8-9-T	1	1	1	0	1	0	4	896.56	2500.00	38,752,526.87	0	0
170	2	T-7-12-8-9-T	1	1	1	0	0	1	4	952.39	7500.00	43,172,524.04	0	0
171	2	T-7-10-11-8-T	1	1	0	1	1	0	4	902.72	7500.00	43,958,266.16	0	0
172	2	T-7-12-10-8-T	1	1	0	1	0	1	4	938.56	10000.00	47,655,749.89	0	0
173	2	T-7-12-11-8-T	1	1	0	0	1	1	4	930.28	7500.00	44,140,740.55	0	0
218	2	D-7-11-10-D	1	0	0	1	1	0	3	914.67	7500.00	35,134,549.35	0	0
219	2	D-7-12-10-D	1	0	0	1	0	1	3	941.61	10000.00	38,617,043.92	0	0
220	2	D-7-12-11-D	1	0	0	0	1	1	3	942.44	10000.00	34,923,592.41	0	0
221	2	D-10-8-9-D	0	1	1	0	0	0	3	986.00	7500.00	35,892,922.66	0	0
222	2	D-9-8-11-D	0	1	1	0	1	0	3	994.00	2500.00	31,736,612.53	0	0
223	2	D-8-9-12-D	0	1	1	0	0	1	3	1027.39	7500.00	35,888,474.23	0	0
224	2	D-10-8-11-D	0	1	0	1	1	0	3	968.56	7500.00	36,691,623.46	0	0
225	2	D-10-8-12-D	0	1	0	1	0	1	3	1004.72	10000.00	40,373,022.70	0	0
226	2	D-8-11-12-D	0	1	0	0	1	1	3	1005.28	7500.00	37,211,391.88	0	0
227	2	D-10-9-11-D	0	0	1	1	1	0	3	982.44	7500.00	36,640,111.75	0	0
228	2	D-10-9-12-D	0	0	1	1	0	1	3	1015.61	10000.00	40,314,395.01	0	0
229	2	D-9-11-12-D	0	0	1	0	1	1	3	1011.94	7500.00	36,965,617.59	0	0
230	2	D-10-11-12-D	0	0	0	1	1	1	3	927.44	10000.00	41,092,025.17	0	0
231	2	D-7-9-8-10-D	1	1	1	1	0	0	4	1007.67	7500.00	43,210,324.46	0	0
232	2	D-7-9-8-11-D	1	1	1	0	1	0	4	1015.67	2500.00	38,840,302.64	0	0
233	2	D-7-12-9-8-D	1	1	1	0	0	1	4	1042.39	7500.00	43,221,109.58	0	0
234	2	D-7-11-8-10-D	1	1	0	1	0	0	4	991.67	7500.00	44,020,584.43	0	0
235	2	D-7-12-8-10-D	1	1	0	1	0	1	4	1019.72	10000.00	47,726,122.30	0	0
236	2	D-7-12-11-8-D	1	1	0	0	1	1	4	1020.28	7500.00	44,198,629.71	0	0
237	2	D-7-9-11-10-D	1	0	1	1	1	0	4	1004.61	7500.00	43,967,908.50	0	0
238	2	D-7-12-9-10-D	1	0	1	1	0	1	4	1030.61	10000.00	47,666,483.50	0	0
239	2	D-7-12-11-9-D	1	0	1	0	1	1	4	1033.83	7500.00	43,956,455.32	0	0
240	2	D-7-10-11-12-D	1	0	0	1	1	1	4	950.78	19500.00	56,880,071.63	0	0
241	2	D-9-8-11-10-D	0	1	1	1	1	0	4	994.00	7500.00	45,480,591.68	0	0
242	2	D-9-8-10-12-D	0	1	1	1	0	1	4	1038.17	10000.00	49,185,372.47	0	0
243	2	D-9-8-11-12-D	0	1	1	0	1	1	4	1029.89	7500.00	45,662,359.69	0	0
244	2	D-8-10-11-12-D	0	1	0	1	1	1	4	1014.39	19500.00	58,416,175.00	0	0
245	2	D-9-10-11-12-D	0	0	1	1	1	1	4	1028.06	19500.00	58,737,783.53	0	0
246	2	D-7-9-8-11-10-D	1	1	1	1	1	0	5	1015.67	7500.00	52,815,523.33	0	0
247	2	D-7-12-10-8-9-D	1	1	1	1	0	1	5	1053.17	19500.00	65,002,811.65	0	0
248	2	D-7-12-11-8-9-D	1	1	1	0	1	1	5	1044.89	7500.00	52,800,012.18	0	0
249	2	D-7-12-11-10-8-D	1	1	0	1	1	1	5	1029.39	19500.00	65,563,247.88	0	0
250	2	D-7-12-11-10-9-D	1	0	1	1	1	1	5	1043.06	19500.00	65,562,478.86	0	0
251	2	D-9-8-10-11-12-D	0	1	1	1	1	1	5	1039.00	19500.00	67,619,911.52	0	0
252	2	D-7-12-11-10-8-9-D	1	1	1	1	1	1	6	1054.00	19500.00	74,616,447.29	0	0

69,556,491

Gambar 4. 16 Tampilan optimasi Cluster II pada Microsoft Excel

Dengan menggunakan metode *Set Partitioning Problem (SPP)* didapatkan dua rute yang terpilih untuk mendistribusikan LNG ke seluruh terminal penerima yang ada pada *cluster* II. Kedua rute tersebut adalah rute T-7-8-9-T menggunakan kapal ukuran 2500 m<sup>3</sup> dan rute T-10-11-12-T kapal ukuran 1000 m<sup>3</sup>. Biaya investasi masing-masing rute adalah US\$ 28,521,406 dan US\$ 41,035,084. Rincian biaya investasi dapat dilihat pada Tabel 4.22 dan tabel 4.23. Sedangkan perhitungan biaya investasi tiap terminal penerima tercantum pada lampiran.

**Tabel 4. 22** Rincian biaya investasi rute T-7-8-9-T

SHINJU MARU (2500 m3)		
CAPEX Receiving Terminal 7	\$	7,448,875.00
CAPEX Receiving Terminal 8	\$	9,167,625.00
CAPEX Receiving Terminal 9	\$	8,940,750.00
Operational Cost Receiving Terminal 7	\$	104,294.13
Operational Cost Receiving Terminal 8	\$	116,325.38
Operational Cost Receiving Terminal 9	\$	114,737.25
Transportation Cost	\$	2,628,799.79
Total	\$	28,521,406.54

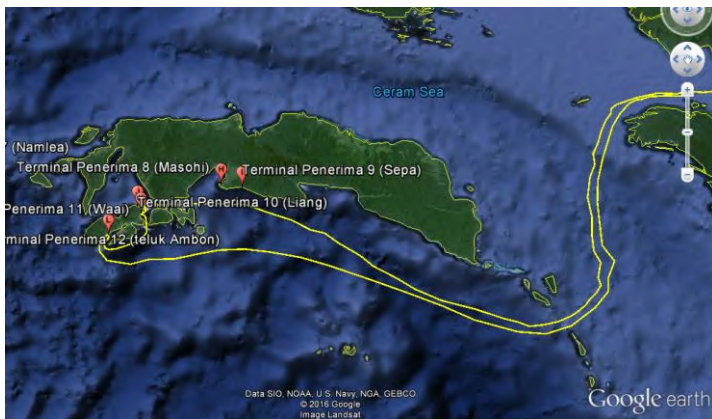
**Tabel 4. 23** Rincian biaya investasi rute T-10-11-12-T

NORGAS (10000 m3)		
CAPEX Receiving Terminal 10	\$	12,023,000.00
CAPEX Receiving Terminal 11	\$	10,095,125.00
CAPEX Receiving Terminal 12	\$	11,793,250.00
Operational Cost Receiving Terminal 10	\$	136,313.00
Operational Cost Receiving Terminal 11	\$	122,817.88
Operational Cost Receiving Terminal 12	\$	134,704.75
Transportation Cost	\$	6,729,873.40
Total	\$	41,035,084.03

Rute T-7-8-9-T merupakan rute dengan jarak tempuh terpendek untuk mendistribusikan LNG ke terminal penerima 7, 8, dan 9. Begitu pula rute T-10-11-12-T juga merupakan rute terpendek untuk mendistribusikan LNG ke terminal penerima 10, 11, dan 12 dengan kilang Tangguh LNG sebagai pemasok. Gambaran rute berlayar kapal untuk melayani rute T-7-8-9-T dan T-10-11-12-T dapat di lihat pada Gambar 4.17 dan Gambar 4.18.



**Gambar 4. 17** Gambaran rute T-7-8-9-T



**Gambar 4. 18** Gambaran rute T-10-11-12-T

#### 4.8.3 Optimasi Distribusi pada *Cluster III*

*Cluster III* terdiri 3 terminal penerima yang seluruhnya terdapat di wilayah Provinsi Maluku. Tiga terminal penerima tersebut antara lain terminal penerima 13 terletak di Langgur, terminal penerima 14 terletak di Dobo, dan terminal penerima 15 terletak di Saumlaki. Daya total pembangkit di *Cluster III* adalah 40 MW yang setara dengan kebutuhan LNG 313,04 m<sup>3</sup> per hari. *Cluster III* merupakan *cluster* dengan *demand* LNG terkecil dibandingkan dengan *cluster* lain. Peta persebaran terminal penerima di *cluster III* dapat dilihat pada Gambar 4.19 berikut.



**Gambar 4. 19** Persebaran terminal penerima *cluster III*

Rute yang mungkin pada *cluster III* sebanyak 14 rute, 7 rute dengan sumber LNG dari kilang Tangguh dan 7 rute lainnya sumber LNG dari kilang Donggi. *Demand* total yang kecil membuat kapal yang terpilih tiap rute pada *cluster III* pun tidak bervariasi. Semua rute yang mungkin pada *cluster* ini dapat dilayani oleh kapal ukuran 2500 m<sup>3</sup>. Kapal yang terpilih beserta biaya investasi tiap-tiap rute pada *cluster III* dapat dilihat pada Gambar 4.20 berikut

No	Cluster	Route	Receiving Terminal served by ship			loading point	Route distance	LNGC size (m3)	Transportation Cost (US\$/year)	Xr	Route Selection
			13	14	15						
1	3	T-13-T	1	0	0	1	567.78	2500.00	12,033,330.51	0	0.00
2	3	T-14-T	0	1	0	1	643.33	2500.00	13,796,570.14	0	0.00
3	3	T-15-T	0	0	1	1	934.44	2500.00	21,735,415.79	0	0.00
4	3	T-13-14-T	1	1	0	2	724.44	2500.00	21,735,415.79	0	0.00
5	3	T-13-15-T	1	0	1	2	960.00	2500.00	19,128,354.37	0	0.00
6	3	T-14-15-T	0	1	1	2	1033.33	2500.00	20,682,731.83	0	0.00
7	3	T-13-15-14-T	1	1	1	3	1058.89	2500.00	28,895,421.39	1	28,895,421.39
8	3	D-13-D	1	0	0	1	1535.56	2500.00	12,297,896.60	0	0.00
9	3	D-14-D	0	1	0	1	1676.67	2500.00	13,943,954.83	0	0.00
10	3	D-15-D	0	0	1	1	1525.56	2500.00	11,217,348.05	0	0.00
11	3	D-13-14-D	1	1	0	2	1725.00	2500.00	22,151,652.08	0	0.00
12	3	D-13-15-D	1	0	1	2	1739.44	2500.00	19,452,607.30	0	0.00
13	3	D-14-15-D	0	1	1	2	1845.56	2500.00	20,904,772.94	0	0.00
14	3	D-13-14-15-D	1	1	1	3	1893.89	2500.00	29,351,951.28	0	0.00
										28,895,421.39	

Gambar 4. 20 Tampilan optimasi Cluster III pada Microsoft Excel

Dengan menggunakan metode *Set Partitioning Problem (SPP)* didapatkan rute yang terpilih untuk mendistribusikan LNG ke seluruh terminal penerima yang ada pada *cluster* III adalah rute T-13-15-14-T. Kedua rute tersebut adalah rute T-7-8-9-T dengan menggunakan kapal ukuran 2500 m3. Biaya investasi masing-masing rute tersebut adalah US\$ 28,895,421. Rincian biaya investasi dapat dilihat pada Tabel 4.24. Sedangkan perhitungan biaya investasi tiap terminal penerima tercantum pada lampiran.

Tabel 4. 24 Rincian biaya investasi rute T-13-15-14-T

SHINJU MARU (2500 m3)		
CAPEX Receiving Terminal 13	\$	8,427,625.00
CAPEX Receiving Terminal 14	\$	9,907,625.00
CAPEX Receiving Terminal 15	\$	7,221,375.00
Operational Cost Receiving Terminal 13	\$	111,145.38
Operational Cost Receiving Terminal 14	\$	121,505.38
Operational Cost Receiving Terminal 15	\$	102,701.63
Transportation Cost	\$	3,003,444.02
Total	\$	28,895,421.39

Rute T-13-15-14-T merupakan rute dengan jarak tempuh terpendek untuk mendistribusikan LNG ke terminal penerima 13,

14, dan 15 dengan kilang Tangguh LNG sebagai pemasok. Gambaran rute berlayar kapal untuk melayani rute T-13-15-14-T dapat dilihat pada Gambar 4.21



**Gambar 4. 21** Gambaran rute T-13-15-14-T

#### 4.8.4 Validasi Justifikasi *Clustering*

Pada penentuan *cluster* awal, dilakukan dengan metode kualitatif. Dari tiga *cluster* awal yang dibentuk berdasarkan lokasi pembangkit, terpilih empat rute untuk melayani seluruh terminal penerima melalui proses optimasi. Untuk menguji apakah empat rute yang terpilih merupakan rute dengan biaya investasi yang optimum maka perlu dilakukan validasi justifikasi penentuan *cluster*. Karena pada penentuan rute yang mungkin, masih terbatas oleh masing-masing *cluster*, tidak lintas *cluster*.

Validasi justifikasi dilakukan dengan cara menambah rute yang mungkin dimana rute tersebut melayani terminal penerima di *cluster* I plus terminal penerima di *cluster* II serta terminal penerima di *cluster* II plus terminal penerima di *cluster* III. Rute yang melayani terminal penerima *cluster* I plus terminal penerima di *cluster* II tidak mungkin *feasible* karena kedua *cluster* letaknya di ujung utara dan di ujung selatan. Sedangkan *cluster* II terdapat diantara kedua *cluster* tersebut. Setelah terbentuk tambahan rute

**Gambar 4. 22** Tampilan optimasi validasi pemilihan rute pada Microsoft Excel

Dengan menggunakan metode *Set Partitioning Problem* (SPP) didapatkan hasil validasi rute yang terpilih untuk mendistribusikan LNG ke seluruh terminal penerima di Kepulauan Maluku rute D-2-1-3-5-6-4-D, T-7-8-9-T, T-10-11-12-T dan rute T-13-15-14-T. Rute yang terpilih hasil optimasi validasi sama



dengan rute yang terpilih tiap tiap *cluster*. Dengan demikian ke empat rute tersebut merupakan rute dengan biaya investasi yang optimum.

#### **4.9 Kajian Ekonomis**

Kajian ekonomis yang dilakukan pada studi ini mencakup biaya investasi untuk mendistribusikan LNG dengan moda transportasi kapal LNG serta investasi fasilitas terminal penerima LNG. Perusahaan pemasok LNG untuk pembangkit membeli LNG dari perusahaan penghasil LNG dan kemudian menjualnya ke pembangkit. Selanjutnya LNG diubah menjadi gas untuk digunakan sebagai bahan bakar di pembangkit.

Dalam kajian ekonomis yang dilakukan, terdapat dua macam biaya investasi yaitu *Capital Expenditure* (CAPEX) dan *Operational Expenditure* (OPEX). CAPEX merupakan biaya yang dikeluarkan untuk pembangunan fasilitas sedangkan OPEX merupakan biaya operasional yang dikeluarkan untuk mendukung distribusi LNG. Selain itu parameter yang digunakan dalam kajian ekonomis adalah *Internal Rate of Return* (IRR), *Payback Periods* (PP), dan *Net Present Value* (NPV).

##### **4.9.1 Capital Expenditure (CAPEX)**

*Capital Expenditure* atau CAPEX adalah seluruh biaya investasi awal yang dikeluarkan untuk pembangunan fasilitas yang ada di terminal penerima. Biaya investasi fasilitas di terminal penerima terdiri dari *jetty facilities, LNG offloading facilities, land investment, cryogenic pipe, LNG storage tank, LNG pump, vaporizer, BOG compressor, generator, filling station, supporting building* dan *component installation*. Biaya investasi tiap terminal penerima telah dijelaskan sebelumnya pada subbab 4.5.

Berdasarkan hasil optimasi pemilihan rute dengan biaya investasi paling minimum telah didapatkan estimasi biaya investasi total seluruh terminal penerima sebesar US\$ 135,263,000. Rincian biaya investasi terminal penerima dapat dilihat pada Tabel 4.25.

Dari total nilai CAPEX yang dibutuhkan 60% didapat dari pinjaman bank dan 40% didapat dari investor.

**Tabel 4. 25** Rincian CAPEX terminal penerima

CAPEX	
Terminal Penerima 1	\$ 8,753,250.00
Terminal Penerima 2	\$ 7,825,750.00
Terminal Penerima 3	\$ 10,642,750.00
Terminal Penerima 4	\$ 9,027,000.00
Terminal Penerima 5	\$ 6,994,500.00
Terminal Penerima 6	\$ 6,994,500.00
Terminal Penerima 7	\$ 7,448,875.00
Terminal Penerima 8	\$ 9,167,625.00
Terminal Penerima 9	\$ 8,940,750.00
Terminal Penerima 10	\$ 12,023,000.00
Terminal Penerima 11	\$ 10,095,125.00
Terminal Penerima 12	\$ 11,793,250.00
Terminal Penerima 13	\$ 8,427,625.00
Terminal Penerima 14	\$ 9,907,625.00
Terminal Penerima 15	\$ 7,221,375.00
Total	\$ 135,263,000.00

**4.9.2 Operational Expenditure (OPEX)**

*Operatioan Expenditure (OPEX)* adalah seluruh biaya yang dikeluarkan untuk mendukung operasional pendistribusian LNG termasuk diantaranya biaya operasional terminal penerima dan biaya transportasi untuk mengangkut LNG dari kilang ke terminal penerima. Biaya operasional terminal penerima terdiri dari *maintenance cost*, *crew cost*, dan *land building tax*. Berdasarkan hasil optimasi pemilihan rute dengan biaya investasi paling minimum telah didapatkan estimasi total biaya operasional atau

OPEX yang dikeluarkan pada tahun pertama sebesar US\$ 18,895,010 dan terjadi kenaikan 2% untuk tiap tahunnya yang terdiri dari biaya transportasi seluruh rute sebesar US\$ 17,165,889 dan biaya operasional seluruh terminal penerima sebesar US\$ 1,729,121. Rincian biaya operasional atau OPEX dapat dilihat pada Tabel 4.26

**Tabel 4. 26** Rincian biaya operasional dan biaya transportasi

OPEX	
Terminal Penerima 1	\$ 113,424.75
Terminal Penerima 2	\$ 106,932.25
Terminal Penerima 3	\$ 126,651.25
Terminal Penerima 4	\$ 115,341.00
Terminal Penerima 5	\$ 101,113.50
Terminal Penerima 6	\$ 101,113.50
Terminal Penerima 7	\$ 104,294.13
Terminal Penerima 8	\$ 116,325.38
Terminal Penerima 9	\$ 114,737.25
Terminal Penerima 10	\$ 136,313.00
Terminal Penerima 11	\$ 122,817.88
Terminal Penerima 12	\$ 134,704.75
Terminal Penerima 13	\$ 111,145.38
Terminal Penerima 14	\$ 121,505.38
Terminal Penerima 15	\$ 102,701.63
Biaya Transportasi rute D-2-1-3-5-6-4-D	\$ 4,803,772.35
Biaya Transportasi rute T-7-8-9-T	\$ 2,628,799.79
Biaya Transportasi rute T-10-11-12-T	\$ 6,729,873.40
Biaya Transportasi rute T-13-15-14-T	\$ 3,003,444.02
Total	\$ 18,895,010.57

#### 4.9.3 Revenue

*Revenue* adalah pendapatan kotor yang dari suatu kegiatan bisnis yang dilakukan. Pada bisnis distribusi LNG, pendapatan berasal dari keuntungan dari penjualan LNG. Keuntungan didapat dari selisih antara harga beli LNG dengan harga jual LNG atau bisa disebut *margin* penjualan. Untuk mengetahui apakah diakhir periode, investasi yang telah dikeluarkan memperoleh keuntungan yang optimum dalam artian harga jual LNG tidak terlalu tinggi tapi perusahaan distribusi LNG masih memperoleh keuntungan, perlu dilakukan perhitungan *revenue* dengan *margin* penjualan yang bervariasi. Sehingga didapatkan harga jual LNG yang optimum.

Pada kajian ini menggunakan tujuh variasi *margin* yaitu dari *margin* US\$ 1.75 hingga US\$ 3 per mmbtu. *Margin* penjualan selanjutnya dikalikan dengan jumlah LNG yang dijual dalam satu tahun sehingga didapatkan *revenue* per *margin* penjualan. *Revenue* yang didapat tentu berbeda tiap variasi *margin* penjualan. *Revenue* yang berbeda ini akan mempengaruhi *payback period*. *Payback period* (PP) adalah jangka waktu pengembalian modal investasi yang telah dikeluarkan. Perhitungan *revenue* untuk *margin* penjualan US\$ 2 dapat dilihat pada Tabel 4.27.

**Tabel 4. 27** Perhitungan revenue untuk margin penjualan US\$ 2

	Unit	Value
Amount of processed gas	m <sup>3</sup> /year	1,229,875
Amount of processed gas	mmbtu-year	26,073,350
LNG purchase per mmbtu	US\$	8.00
Margin per mmbtu	US\$	2.00
LNG selling price per mmbtu	US\$	10.00
<b>Annual Revenue</b>	<b>US\$</b>	<b>52,146,700.00</b>

Tabel 4.27 menunjukkan dengan mengambil keuntungan US\$ 2 per mmbtu dan dengan jumlah gas yang didistribusikan selama satu tahun sebanyak 26,073,350 mmbtu didapatkan *revenue*

per tahun sebesar US\$ 52,146,700. Karena konsumen gas adalah pembangkit listrik, maka jumlah LNG yang didistribusikan tiap tahunnya cenderung tetap.

Setelah *revenue* telah diketahui, maka langkah selanjutnya adalah menghitung *payback period*, *internal rate of return*, *net present value* dan *profitability index*. Nilai tersebut dihitung untuk memastikan kelayakan investasi distribusi LNG untuk diimplementasikan dari segi keekonomian. Selain menggunakan *revenue*, dalam perhitungan selanjutnya dibutuhkan beberapa data lain seperti suku bunga, pajak, serta inflasi. Data tersebut, khususnya suku bunga dibutuhkan karena pada kajian ini 60% biaya investasi didapatkan dari pinjaman bank. Besarnya suku bunga (*interest*) yang digunakan sebesar 10,25%, nilai tersebut mengacu pada suku bunga kredit korporasi Bank Mandiri per tanggal 31 Maret 2016.

Tabel 4.28 menunjukkan proses perhitungan kajian ekonomis investasi distribusi LNG untuk pembangkit di Kepulauan Maluku dengan *margin* penjualan US\$ 2 per mmbtu. Diasumsikan periode investasi selama 20 tahun, dengan *margin* penjualan US\$ 2 per mmbtu dan *revenue* sebesar US\$ 52,146,700.00 per tahun investasi akan balik modal setelah 8,7 tahun sejak beroperasi. Selain *payback period*, nilai parameter lain jika *margin* penjualan US\$ 2 per mmbtu antara lain *Internal Rate of Return* (IRR) sebesar 10,36%; *Net Present Value* (NPV) setelah 20 tahun sebesar US\$ 59,897,960 dan *Profitability Index* (PI) sebesar 1,44. Hasil perhitungan untuk *margin* penjualan US\$ 1.75, US\$ 2.25, US\$ 2.5, US\$ 2.75, dan US\$ 3 per mmbtu dapat dilihat pada Tabel 4.29.

**Tabel 4. 28** Perhitungan kajian ekonomis *margin penjualan* US\$ 2

Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
0	\$ (135,263,000)						
1		\$ 52,146,700	\$ 18,895,011	\$ 8,318,675	\$ 5,410,520	\$ 19,522,495	\$ 4,863,345
2		\$ 52,146,700	\$ 19,272,911	\$ 8,177,505	\$ 5,410,520	\$ 19,285,765	\$ 4,804,372
3		\$ 52,146,700	\$ 19,658,369	\$ 8,021,865	\$ 5,410,520	\$ 19,055,946	\$ 4,747,120
4		\$ 52,146,700	\$ 20,051,536	\$ 7,850,272	\$ 5,410,520	\$ 18,834,371	\$ 4,691,923
5		\$ 52,146,700	\$ 20,452,567	\$ 7,661,091	\$ 5,410,520	\$ 18,622,522	\$ 4,639,148
6		\$ 52,146,700	\$ 20,861,618	\$ 7,452,519	\$ 5,410,520	\$ 18,422,043	\$ 4,589,206
7		\$ 52,146,700	\$ 21,278,851	\$ 7,222,568	\$ 5,410,520	\$ 18,234,761	\$ 4,542,551
8		\$ 52,146,700	\$ 21,704,428	\$ 6,969,047	\$ 5,410,520	\$ 18,062,705	\$ 4,499,689
9		\$ 52,146,700	\$ 22,138,516	\$ 6,689,541	\$ 5,410,520	\$ 17,908,123	\$ 4,461,181
10		\$ 52,146,700	\$ 22,581,287	\$ 6,381,385	\$ 5,410,520	\$ 17,773,508	\$ 4,427,646
11		\$ 52,146,700	\$ 23,032,912	\$ 6,041,643	\$ 5,410,520	\$ 17,661,625	\$ 4,399,774

Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Cummulative Cash Flow	Payback Periode		Discount factor 5%	Cash Flow Discounted
0			\$ (135,263,000)	\$ (135,263,000)			\$ 1.00	\$ (135,263,000)
1	\$ 20,069,670	\$ 1,377,267	\$ 18,692,404	\$ (116,570,596)	0	0	\$ 0.95	\$ 17,802,289
2	\$ 19,891,913	\$ 1,518,436	\$ 18,373,476	\$ (98,197,120)	0	0	\$ 0.91	\$ 16,665,285
3	\$ 19,719,346	\$ 1,674,076	\$ 18,045,269	\$ (80,151,850)	0	0	\$ 0.86	\$ 15,588,182
4	\$ 19,552,969	\$ 1,845,669	\$ 17,707,300	\$ (62,444,551)	0	0	\$ 0.82	\$ 14,567,839
5	\$ 19,393,894	\$ 2,034,850	\$ 17,359,044	\$ (45,085,507)	0	0	\$ 0.78	\$ 13,601,265
6	\$ 19,243,357	\$ 2,243,422	\$ 16,999,935	\$ (28,085,572)	0	0	\$ 0.75	\$ 12,685,613
7	\$ 19,102,730	\$ 2,473,373	\$ 16,629,357	\$ (11,456,215)	0	0	\$ 0.71	\$ 11,818,174
8	\$ 18,973,535	\$ 2,726,894	\$ 16,246,642	\$ 4,790,427	1	8.7051436	\$ 0.68	\$ 10,996,367
9	\$ 18,857,462	\$ 3,006,400	\$ 15,851,062	\$ 20,641,489	2	0	\$ 0.64	\$ 10,217,736
10	\$ 18,756,382	\$ 3,314,556	\$ 15,441,826	\$ 36,083,315	3	0	\$ 0.61	\$ 9,479,942
11	\$ 18,672,370	\$ 3,654,298	\$ 15,018,072	\$ 51,101,387	4	0	\$ 0.58	\$ 8,780,756

**Tabel 4. 29** Hasil perhitungan kajian ekonomis dengan variasi *margin* penjualan.

<b>Margin (USD)</b>	<b>IRR</b>	<b>PP (year)</b>	<b>NPV</b>	<b>PI</b>
<b>1.75</b>	4.89%	12.3	\$ (1,080,065.63)	0.99
<b>2</b>	10.36%	8.7	\$ 59,897,960.64	1.44
<b>2.25</b>	15.00%	6.9	\$ 120,864,129.91	1.89
<b>2.5</b>	19.23%	5.9	\$ 181,821,999.28	2.34
<b>2.75</b>	23.24%	5.1	\$ 242,705,729.47	2.79
<b>3</b>	27.12%	4.6	\$ 303,394,954.41	3.24

Tabel 4.29 menunjukkan bahwa semakin besar *margin* penjualan, semakin cepat balik modal, semakin besar keuntungan investasi dan semakin besar pula nilai NPV. *Margin* penjualan US\$ 1.75 tidak layak untuk diimplementasikan karena di akhir periode investasi, perusahaan tidak mengalami kerugian sebesar US\$ 1,080,065.63 dari investasi yang telah dilakukan.

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*



## **LAMPIRAN A**

### **OBSERVASI LOKASI TERMINAL PENERIMA**

#### **1. Terminal Penerima 1 (Tobelo)**



#### **2. Terminal Penerima 2 (Malifut)**



3. Terminal Penerima 3 (Ternate)



4. Terminal penerima 4 (Tidore)



5. Terminal Penerima 5 (Sofifi)



6. Terminal Penerima 6 (Soa Sio)



7. Terminal Penerima 7 (Namlea)



8. Terminal Penerima 8 (Masohi)



9. Teminal Penerima 9 (Sepa)



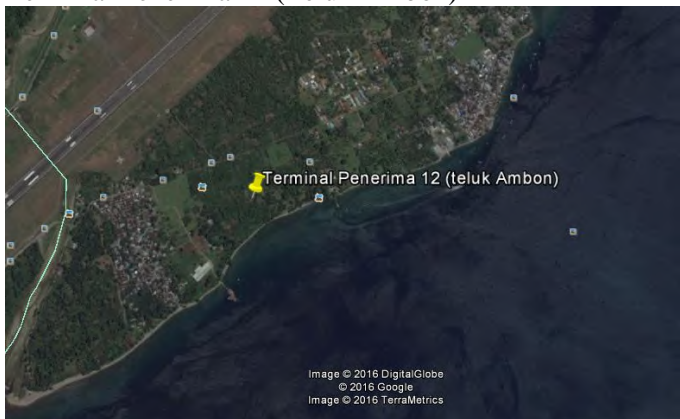
10. Terminal Penerima 10 (Liang)



## 11. Terminal Penerima 11 (Waai)

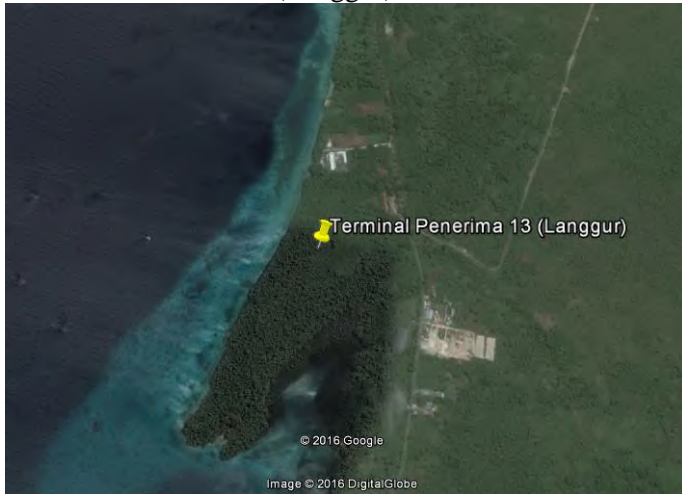


## 12. Terminal Penerima 12 (Teluk Ambon)

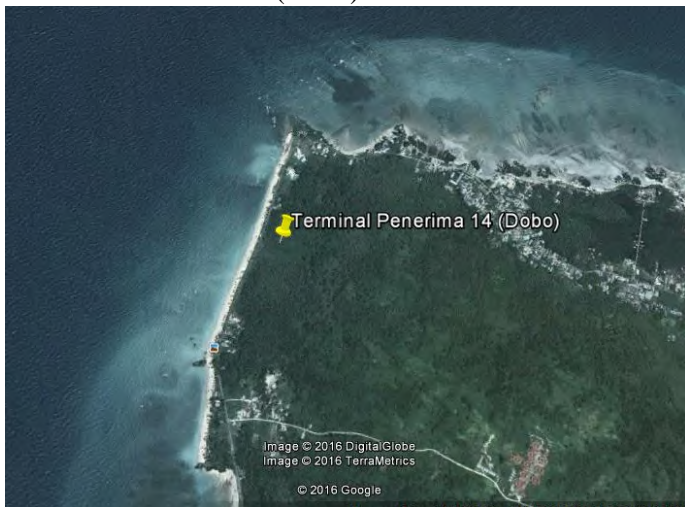




### 13. Terminal Penerima 13 (Langgur)



### 14. Terminal Penerima 14 (Dobo)



## 15. Terminal Penerima 15 (Saumlaki)





## LAMPIRAN B DATA KAPAL

SHIP DATA		
SHIP SIZE		
Shinju maru	2500	m <sup>3</sup>
Coral Methane	7500	
Norgas	10000	
Surya Aki	19500	
Surya Satsuma	23000	
SHIP SIZE		
Shinju maru	1150	ton
Coral Methane	3450	
Norgas	4600	
Surya Aki	8970	
Surya Satsuma	10580	
Gross Tonnage		
Shinju maru	2930	tonnage
Coral Methane	7833	
Norgas	9691	
Surya Aki	20524	
Surya Satsuma	20017	
SHIP SPEED		
Shinju maru	15	knot
Coral Methane	16	
Norgas	17	

Surya Aki	19	
Surya Satsuma	17	
SHIP CARTER RATE		
Shinju maru	6,000	US\$/day
Coral Methane	9,500	
Norgas	13,600	
Surya Aki	21,000	
Surya Satsuma	25,000	
SHIP CREW		
Shinju maru	12	person
Coral Methane	12	
Norgas	12	
Surya Aki	16	
Surya Satsuma	16	
CARGO PUMP CAPACITY		
Shinju maru	370	m <sup>3</sup> /hour
Coral Methane	450	
Norgas	480	
Surya Aki	750	
Surya Satsuma	850	
SHIP UNLOADING TIME		
Shinju maru	7	hour
Coral Methane	17	
Norgas	21	
Surya Aki	26	
Surya Satsuma	27	
SHIP MAIN ENGINE POWER		
Shinju maru	2,562	BHP

Coral Methane	6,700	
Norgas	9,648	
Surya Aki	11,826	
Surya Satsuma	10,447	
SHIP MAIN ENGINE MFO		
Shinju maru	7.9	ton/day
Coral Methane	8	
Norgas	10	
Surya Aki	16	
Surya Satsuma	19.7	
SHIP MAIN ENGINE MDO		
Shinju maru	0.65	ton/day
Coral Methane	0.80	
Norgas	1	
Surya Aki	0	
Surya Satsuma	0	
MDO & MFO PRICE		
MDO price	547	US\$/ton
MFO price	497	
VOYAGE DATA		
Slack Time	2	hours
Annual/Special Docking	20	days
Emergency Maintenance	15	days
PORT CHARGE		
Shinju maru	315.51	US\$
Coral Methane	518.45	
Norgas	793.25	
Surya Aki	1,717.41	
Surya Satsuma	1,706.84	

GAS UNIT CONVERSION		
1 MTPY	140	mmscfd
100 mmscfd gas	730000	TPY LNG
100 mmscfd gas	2100	TPD LNG
100 mmscfd gas	500	MW
Specific Gravity LNG	0.46	
1 m <sup>3</sup> LNG	21.2	mmbtu

BIAYA PELABUHAN		
Jasa Labuh	Rp 85.36	per GT
Jasa tambat	Rp 92.84	per GT
Jasa Pemanduan		
- tetap	Rp 67,265.00	Kapal/Gerakan
- variabel	Rp 20.64	GT/Kapal/Gerakan
Jasa Penundaan		
a. 2001 s.d 3500 GT		
- tetap	Rp 546,260.00	Kapal/jam
- variabel	Rp 10.00	GT/kapal/Jam
b. 3501 s.d 8000 GT		
- tetap	Rp 771,456.00	Kapal/jam
- variabel	Rp 10.00	GT/kapal/Jam
c. 8001 s.d 14000 GT		
- tetap	Rp 1,299,100.00	Kapal/jam
- variabel	Rp 10.00	GT/kapal/Jam
d. 18.001 s.d 23.000 GT		
- tetap	Rp 2,860,000.00	Kapal/jam
- variabel	Rp 10.00	GT/kapal/Jam

SHINJU MARU (2500 m <sup>3</sup> )
------------------------------------

Jasa Labuh	250,104.80	Rp
Jasa Tambat	272,021.20	Rp
Jasa Pemanduan	255,456.96	Rp
Jasa Penundaan	3,453,360.00	Rp
Total biaya pelabuhan	4,230,942.96	Rp

CORAL METHANE (7500 m <sup>3</sup> )		
Jasa Labuh	668,624.88	Rp
Jasa Tambat	727,215.72	Rp
Jasa Pemanduan	457,813.58	Rp
Jasa Penundaan	5,098,716.00	Rp
Total biaya pelabuhan	6,952,370.18	Rp

NORGAS (10000 m <sup>3</sup> )		
Jasa Labuh	827,223.76	Rp
Jasa Tambat	899,712.44	Rp
Jasa Pemanduan	534,496.95	Rp
Jasa Penundaan	8,376,060.00	Rp
Total biaya pelabuhan	10,637,493.15	Rp

SURYA AKI (19500 m <sup>3</sup> )		
Jasa Labuh	1,751,928.64	Rp
Jasa Tambat	1,905,448.16	Rp
Jasa Pemanduan	981,596.53	Rp
Jasa Penundaan	18,391,440.00	Rp
Total biaya pelabuhan	23,030,413.33	Rp

SURYA SATSUMA (23000 m <sup>3</sup> )		
---------------------------------------	--	--

Jasa Labuh	1,708,651.12	Rp
Jasa Tambat	1,858,378.28	Rp
Jasa Pemanduan	960,671.62	Rp
Jasa Penundaan	18,361,020.00	Rp
Total biaya pelabuhan	22,888,721.02	Rp

## **LAMPIRAN C**

### **OPTIMASI**

## Biaya Transportasi Rute D-2-1-3-5-6-4-D Kapal ukuran 2500 m<sup>3</sup>

Distance	1253.50 nm
LNG Daily of Take	1014.65 m <sup>3</sup> /day
	370348.04 m <sup>3</sup> /year
Loading Point	6

### SHINJU MARU (2500 m<sup>3</sup>)

TIME PER YEAR	UNIT
Operating Days Per Year	330 days
Time at sea per round trip	83.57 hours
Total time per round trip	111.08 hours
Number of Voyage per Year (round trip)	149.00 times
Total Round Trip	689.62 days

TRANSPORTATION COST	UNIT
MFO cost per year	2,705,703.46 US\$/year
MDO cost per year	245,130.64 US\$/year
Port Charge	329,073.34 US\$/year
Charter ship	2,190,000.00 US\$/year
TOTAL TRANSPORTATION COST	5,469,907.44 US\$/year



# Perhitungan Biaya Investasi tiap Terminal Penerima Rute D-2-1-3-5-6-4-D Kapal Ukuran 2500 m<sup>3</sup>

## SHINJU MARU (2500 m3)

CAPEX Receiving Terminal 1	
LNG Availability	1.5 days
Receiving Terminal 1 demand per day	19.57 m3
Storage Tank Capacity Req	30.11239 m3

### Terminal Penerima 1 (TOBELO)

CAPEX				
No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	1	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00
2	Cryogenic Pipe	200	\$ 770.00	\$ 154,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
6	Jetty	100	\$ 13,300.00	\$ 1,330,000.00
7	Land Investment	6700	\$ 163.00	\$ 1,092,100.00
8	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 7,002,600.00
11	Component Installation			\$ 1,750,650.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 8,753,250.00

OPEX		
No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 17,506.50
3	Maintenance	\$ 43,766.25
TOTAL		\$ 113,424.75

CAPEX Receiving Terminal 2

LNG Availability1.5 days

Receiving Terminal 2 demand per day9.78 m3

Storage Tank Capacity Req15.78083 m3

Terminal Penerima 2 (MALIFUT)

CAPEX				
No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	1	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$ 770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
6	Jetty	50	\$ 13,300.00	\$ 665,000.00
7	Land Investment	6700	\$ 163.00	\$ 1,092,100.00
8	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 6,260,600.00
11	Component Installation			\$ 1,565,150.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 7,825,750.00

OPEX		
No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 15,651.50
3	Maintenance	\$ 39,128.75
TOTAL		\$ 106,932.25

CAPEX Receiving Terminal 3

LNG Availability1.5 days

Receiving Terminal 3 demand per day339.13 m3

Storage Tank Capacity Req497.9158 m3

Terminal Penerima 3 (TERNATE)

CAPEX				
No.	Investment	Unit	it Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	2	\$ 150,000.00	\$ 300,000.00
2	Cryogenic Pipe	400	\$ 770.00	\$ 308,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 24,000.00	\$ 72,000.00
5	Filling Station	1	\$ 32,000.00	\$ 32,000.00
6	Jetty	200	\$ 13,300.00	\$ 2,660,000.00
7	Land Investment	6700	\$ 163.00	\$ 1,092,100.00
8	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
10	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
11	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 8,400,100.00
12	Component Installation			\$ 2,100,025.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 10,500,125.00

OPEX		
No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 21,000.25
3	Maintenance	\$ 52,500.63
TOTAL		\$ 125,652.88

CAPEX Receiving Terminal 4

LNG Availability1.5 days

Receiving Terminal 4 demand per day500.87 m3

Storage Tank Capacity Req734.6868 m3

Terminal Penerima 4 (TIDORE)

CAPEX

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)		Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	3	\$	150,000.00	\$ 450,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$	770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	24,000.00	\$ 72,000.00
5	Land Investment	7400	\$	163.00	\$ 1,206,200.00
6	Supporting Bulding	1	\$	77,000.00	\$ 77,000.00
7	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$ 279,000.00
8	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
9	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL					\$ 6,041,200.00
10	Component Installation				\$ 1,510,300.00
TOTAL INVESTMENT					\$ 7,551,500.00

OPEX

No.	Operational	Cost	
1	Crew	\$	52,152.00
2	Land Building Tax	\$	15,103.00
3	Maintenance	\$	37,757.50
TOTAL		\$	105,012.50

CAPEX Receiving Terminal 5

LNG Availability1.5 days

Receiving Terminal 5 demand per day46.96 m3

Storage Tank Capacity Req70.20857 m3

Terminal Penerima 5 (SOFIFI)

CAPEX					
No.	Investment	Unit	Unit Price		Total Price
1	LNG Storage Tank	1	\$	150,000.00	\$ 150,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$	770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	6700	\$	163.00	\$ 1,092,100.00
7	Supporting Buliding	1	\$	77,000.00	\$ 77,000.00
8	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
9	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL					\$ 5,595,600.00
10	Component Installation				\$ 1,398,900.00
TOTAL INVESTMENT					\$ 6,994,500.00

OPEX		
No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 13,989.00
3	Maintenance	\$ 34,972.50
TOTAL		\$ 101,113.50

CAPEX Receiving Terminal 6

LNG Availability1.5 days

Receiving Terminal 6 demand per day38.35 m3

Storage Tank Capacity Req57.60441 m3

Terminal Penerima 6 (SOA SIO)

CAPEX					
No.	Investment	Unit	Unit Price		Total Price
1	LNG Storage Tank	1	\$	150,000.00	\$ 150,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$	770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	6700	\$	163.00	\$ 1,092,100.00
7	Supporting Buliding	1	\$	77,000.00	\$ 77,000.00
8	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
9	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL					\$ 5,595,600.00
10	Component Installation				\$ 1,398,900.00
TOTAL INVESTMENT					\$ 6,994,500.00

OPEX		
No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 13,989.00
3	Maintenance	\$ 34,972.50
TOTAL		\$ 101,113.50

Perhitungan Biaya Investasi Total Rute D-2-1-3-5-6-4-D Kapal  
Ukuran 2500 m<sup>3</sup>

SHINJU MARU (2500 m3)		
CAPEX Receiving Terminal 1	\$	8,753,250.00
CAPEX Receiving Terminal 2	\$	7,825,750.00
CAPEX Receiving Terminal 3	\$	10,500,125.00
CAPEX Receiving Terminal 4	\$	7,551,500.00
CAPEX Receiving Terminal 5	\$	6,994,500.00
CAPEX Receiving Terminal 6	\$	6,994,500.00
Operational Cost Receiving Terminal 1	\$	113,424.75
Operational Cost Receiving Terminal 2	\$	106,932.25
Operational Cost Receiving Terminal 3	\$	125,652.88
Operational Cost Receiving Terminal 4	\$	105,012.50
Operational Cost Receiving Terminal 5	\$	101,113.50
Operational Cost Receiving Terminal 6	\$	101,113.50
Transportation Cost	\$	5,469,907.44
Total	\$	54,742,781.82

# Perhitungan Biaya Transportasi Kapal Ukuran 7500 m<sup>3</sup> Rute D-2-1-3-5-6-4-D

CORAL METHANE (7500 m <sup>3</sup> )		
	TIME PER YEAR	UNIT
Operating Days Per Year		330 days
Time at sea per round trip		78.34 hours
Total time per round trip		125.68 hours
Number of Voyage per Year (round trip)		50.00 times
Total Round Trip		261.83 days
	TRANSPORTATION COST	UNIT
MFO cost per year	1,040,270.65	US\$/year
MDO cost per year	114,545.36	US\$/year
Port Charge	181,456.34	US\$/year
Charter ship	3,467,500.00	US\$/year
TOTAL TRANSPORTATION COST	4,803,772.35	US\$/year



Perhitungan Biaya Investasi Tiap Terminal Penerima Rute D-2-1-  
3-5-6-4-D Kapal 7500 m<sup>3</sup>

CORAL METHANE (7500 m<sup>3</sup>)

CAPEX Receiving Terminal 1  
LNG Availability 6.4 days  
Receiving Terminal 1 demand per day 19.57 m3  
Storage Tank Capacity Req 131.4772 m3

Terminal Penerima 1 (TOBELO)

CAPEX

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)		Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	1	\$	150,000.00	\$ 150,000.00
2	Cryogenic Pipe	200	\$	770.00	\$ 154,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$ 279,000.00
6	Jetty	100	\$	13,300.00	\$ 1,330,000.00
7	Land Investment	6700	\$	163.00	\$ 1,092,100.00
8	Supporting Buliding	1	\$	77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL					\$ 7,002,600.00
11	Component Installation			\$	1,750,650.00
TOTAL INVESTMENT					\$ 8,753,250.00

OPEX

No.	Operational	Cost	
1	Crew	\$	52,152.00
2	Land Building Tax	\$	17,506.50
3	Maintenance	\$	43,766.25
TOTAL		\$	113,424.75

CAPEX Receiving Terminal 2

LNG Availability

6.4 days

Receiving Terminal 1 demand per day

9.78 m3

Storage Tank Capacity Req

68.90248 m3

**Terminal Penerima 2 (MALIFUT)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)	
1	LNG Storage Tank	1	\$ 150,000.00	\$	150,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$ 770.00	\$	77,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$	80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 13,500.00	\$	40,500.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$	279,000.00
6	Jetty	50	\$ 13,300.00	\$	665,000.00
7	Land Investment	6700	\$ 163.00	\$	1,092,100.00
8	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$	77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$	2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$	1,200,000.00
TOTAL				\$	6,260,600.00
11	Component Installation			\$	1,565,150.00
TOTAL INVESTMENT				\$	7,825,750.00

**OPEX**

No.	Operational	Cost	
1	Crew	\$	52,152.00
2	Land Building Tax	\$	15,651.50
3	Maintenance	\$	39,128.75
TOTAL		\$	106,932.25

CAPEX Receiving Terminal 3

LNG Availability6.4 days

Receiving Terminal 3 demand per day339.13 m3

Storage Tank Capacity Req2174.007 m3

Terminal Penerima 3 (TERNATE)

CAPEX				
No.	Investment	Unit	it Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	7	\$ 150,000.00	\$ 1,050,000.00
2	Cryogenic Pipe	400	\$ 770.00	\$ 308,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 24,000.00	\$ 72,000.00
5	Filling Station	1	\$ 32,000.00	\$ 32,000.00
6	Jetty	200	\$ 13,300.00	\$ 2,660,000.00
7	Land Investment	7400	\$ 163.00	\$ 1,206,200.00
8	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
10	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
11	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 8,514,200.00
12	Component Installation			\$ 2,128,550.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 10,642,750.00

OPEX		
No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 21,285.50
3	Maintenance	\$ 53,213.75
TOTAL		\$ 126,651.25

CAPEX Receiving Terminal 4

LNG Availability6.4 days

Receiving Terminal 4 demand per day500.87 m3

Storage Tank Capacity Req3207.8 m3

Terminal Penerima 4 (TIDORE)

CAPEX					
No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)		Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	10	\$	150,000.00	\$ 1,500,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$	770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	24,000.00	\$ 72,000.00
5	Land Investment	8200	\$	163.00	\$ 1,336,600.00
6	Supporting Building	1	\$	77,000.00	\$ 77,000.00
7	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$ 279,000.00
8	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
9	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL					\$ 7,221,600.00
10	Component Installation				\$ 1,805,400.00
TOTAL INVESTMENT					\$ 9,027,000.00

OPEX			
No.	Operational	Cost	
1	Crew	\$	52,152.00
2	Land Building Tax	\$	18,054.00
3	Maintenance	\$	45,135.00
TOTAL		\$	115,341.00

CAPEX Receiving Terminal 5  
LNG Availability 6.4 days  
Receiving Terminal 5 demand per day 46.96 m3  
Storage Tank Capacity Req 306.5457 m3

**Terminal Penerima 5 (SOFIFI)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price		Total Price
1	LNG Storage Tank	1	\$	150,000.00	\$ 150,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$	770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	6700	\$	163.00	\$ 1,092,100.00
7	Supporting Buliding	1	\$	77,000.00	\$ 77,000.00
8	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
9	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL					\$ 5,595,600.00
10	Component Installation				\$ 1,398,900.00
TOTAL INVESTMENT					\$ 6,994,500.00

**OPEX**

No.	Operational	Cost	
1	Crew	\$	52,152.00
2	Land Building Tax	\$	13,989.00
3	Maintenance	\$	34,972.50
TOTAL		\$	101,113.50

CAPEX Receiving Terminal 6

LNG Availability6.4 days

Receiving Terminal 6 demand per day38.35 m3

Storage Tank Capacity Req251.5132 m3

Terminal Penerima 6 (SOA SIO)

CAPEX					
No.	Investment	Unit	Unit Price		Total Price
1	LNG Storage Tank	1	\$	150,000.00	\$ 150,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$	770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	6700	\$	163.00	\$ 1,092,100.00
7	Supporting Buliding	1	\$	77,000.00	\$ 77,000.00
8	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
9	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL					\$ 5,595,600.00
10	Component Installation				\$ 1,398,900.00
TOTAL INVESTMENT					\$ 6,994,500.00

OPEX

No.	Operational	Cost	
1	Crew	\$	52,152.00
2	Land Building Tax	\$	13,989.00
3	Maintenance	\$	34,972.50
TOTAL		\$	101,113.50

Perhitungan Biaya Investasi Total Rute D-2-1-3-5-6-4-D Kapal  
Ukuran 7500 m<sup>3</sup>

CORAL METHANE (7500 m <sup>3</sup> )		
CAPEX Receiving Terminal 1	\$	8,753,250.00
CAPEX Receiving Terminal 2	\$	7,825,750.00
CAPEX Receiving Terminal 3	\$	10,642,750.00
CAPEX Receiving Terminal 4	\$	9,027,000.00
CAPEX Receiving Terminal 5	\$	6,994,500.00
CAPEX Receiving Terminal 6	\$	6,994,500.00
Operational Cost Receiving Terminal 1	\$	113,424.75
Operational Cost Receiving Terminal 2	\$	106,932.25
Operational Cost Receiving Terminal 3	\$	126,651.25
Operational Cost Receiving Terminal 4	\$	115,341.00
Operational Cost Receiving Terminal 5	\$	101,113.50
Operational Cost Receiving Terminal 6	\$	101,113.50
Transportation Cost	\$	4,803,772.35
Total	\$	55,706,098.60

Perhitungan Biaya Transportasi Kapal Ukuran 10000 m<sup>3</sup> Rute D-  
2-1-3-5-6-4-D

NORGAS (10000 m3)		
TIME PER YEAR		UNIT
Operating Days Per Year		330 days
Time at sea per round trip		73.74 hours
Total time per round trip		129.40 hours
Number of Voyage per Year (round trip)		38.00 times
Total Round Trip		204.89 days
TRANSPORTATION COST		UNIT
MFO cost per year	1,017,547.56	US\$/year
MDO cost per year	97,477.66	US\$/year
Port Charge	211,004.71	US\$/year
Charter ship	4,964,000.00	US\$/year
TOTAL TRANSPORTATION COST	6,290,029.93	US\$/year



# Perhitungan Biaya Investasi tiap Terminal Penerima Rute D-2-1-3-5-6-4-D Kapal Ukuran 10000 m<sup>3</sup>

## NORGAS (10000 m3)

CAPEX Receiving Terminal 1

LNG Availability 8.9 days

Receiving Terminal 1 demand per day 19.57 m3

Storage Tank Capacity Req 182.1596 m3

## Terminal Penerima 1 (TOBELO)

### CAPEX

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	1	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00
2	Cryogenic Pipe	200	\$ 770.00	\$ 154,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
6	Jetty	100	\$ 13,300.00	\$ 1,330,000.00
7	Land Investment	6700	\$ 163.00	\$ 1,092,100.00
8	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 7,002,600.00
11	Component Installation			\$ 1,750,650.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 8,753,250.00

### OPEX

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 17,506.50
3	Maintenance	\$ 43,766.25
TOTAL		\$ 113,424.75

CAPEX Receiving Terminal 2

LNG Availability8.9 days

Receiving Terminal 1 demand per day9.78 m3

Storage Tank Capacity Req95.4633 m3

Terminal Penerima 2 (MALIFUT)

CAPEX				
No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	1	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$ 770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
6	Jetty	50	\$ 13,300.00	\$ 665,000.00
7	Land Investment	6700	\$ 163.00	\$ 1,092,100.00
8	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 6,260,600.00
11	Component Installation			\$ 1,565,150.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 7,825,750.00

OPEX		
No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 15,651.50
3	Maintenance	\$ 39,128.75
TOTAL		\$ 106,932.25

CAPEX Receiving Terminal 3  
LNG Availability  
Receiving Terminal 3 demand per day  
Storage Tank Capacity Req

8.9 days  
339.13 m3  
3012.053 m3

Terminal Penerima 3 (TERNATE)

CAPEX				
No.	Investment	Unit	it Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	9	\$ 150,000.00	\$ 1,350,000.00
2	Cryogenic Pipe	400	\$ 770.00	\$ 308,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 24,000.00	\$ 72,000.00
5	Filling Station	1	\$ 32,000.00	\$ 32,000.00
6	Jetty	200	\$ 13,300.00	\$ 2,660,000.00
7	Land Investment	8200	\$ 163.00	\$ 1,336,600.00
8	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
10	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
11	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 8,644,600.00
12	Component Installation			\$ 2,161,150.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 10,805,750.00

OPEX		
No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 21,611.50
3	Maintenance	\$ 54,028.75
TOTAL		\$ 127,792.25

CAPEX Receiving Terminal 4  
LNG Availability 8.9 days  
Receiving Terminal 4 demand per day 500.87 m3  
Storage Tank Capacity Req 4444.357 m3

**Terminal Penerima 4 (TIDORE)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)		Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	13	\$	150,000.00	\$ 1,950,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$	770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	24,000.00	\$ 72,000.00
5	Land Investment	8800	\$	163.00	\$ 1,434,400.00
6	Supporting Bulding	1	\$	77,000.00	\$ 77,000.00
7	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$ 279,000.00
8	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
9	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL					\$ 7,769,400.00
10	Component Installation				\$ 1,942,350.00
TOTAL INVESTMENT					\$ 9,711,750.00

**OPEX**

No.	Operational	Cost	
1	Crew	\$	52,152.00
2	Land Building Tax	\$	19,423.50
3	Maintenance	\$	48,558.75
TOTAL		\$	120,134.25

CAPEX Receiving Terminal 5

LNG Availability

8.9 days

Receiving Terminal 5 demand per day

46.96 m3

Storage Tank Capacity Req

424.7143 m3

**Terminal Penerima 5 (SOFIFI)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price		Total Price
1	LNG Storage Tank	2	\$	150,000.00	\$ 300,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$	770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	6700	\$	163.00	\$ 1,092,100.00
7	Supporting Bulding	1	\$	77,000.00	\$ 77,000.00
8	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
9	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL					\$ 5,745,600.00
10	Component Installation				\$ 1,436,400.00
TOTAL INVESTMENT					\$ 7,182,000.00

**OPEX**

No.	Operational	Cost	
1	Crew	\$	52,152.00
2	Land Building Tax	\$	14,364.00
3	Maintenance	\$	35,910.00
TOTAL		\$	102,426.00

CAPEX Receiving Terminal 6

LNG Availability

8.9 days

Receiving Terminal 6 demand per day

38.35 m3

Storage Tank Capacity Req

348.4676 m3

**Terminal Penerima 6 (SOA SIO)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price		Total Price
1	LNG Storage Tank	1	\$	150,000.00	\$ 150,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$	770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	6700	\$	163.00	\$ 1,092,100.00
7	Supporting Bulding	1	\$	77,000.00	\$ 77,000.00
8	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
9	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL					\$ 5,595,600.00
10	Component Installation				\$ 1,398,900.00
TOTAL INVESTMENT					\$ 6,994,500.00

**OPEX**

No.	Operational	Cost	
1	Crew	\$	52,152.00
2	Land Building Tax	\$	13,989.00
3	Maintenance	\$	34,972.50
TOTAL		\$	101,113.50

Perhitungan Biaya Investasi Total Rute D-2-1-3-5-6-4-D Kapal  
Ukuran 10000 m<sup>3</sup>

NORGAS (10000 m3)		
CAPEX Receiving Terminal 1	\$	8,753,250.00
CAPEX Receiving Terminal 2	\$	7,825,750.00
CAPEX Receiving Terminal 3	\$	10,805,750.00
CAPEX Receiving Terminal 4	\$	9,711,750.00
CAPEX Receiving Terminal 5	\$	7,182,000.00
CAPEX Receiving Terminal 6	\$	6,994,500.00
Operational Cost Receiving Terminal 1	\$	113,424.75
Operational Cost Receiving Terminal 2	\$	106,932.25
Operational Cost Receiving Terminal 3	\$	127,792.25
Operational Cost Receiving Terminal 4	\$	120,134.25
Operational Cost Receiving Terminal 5	\$	102,426.00
Operational Cost Receiving Terminal 6	\$	101,113.50
Transportation Cost	\$	6,290,029.93
Total	\$	58,234,852.93

Perhitungan Biaya Transportasi Kapal Ukuran 19500 m<sup>3</sup> Rute D-  
2-1-3-5-6-4-D

SURYA AKI (19500 m3)		
TIME PER YEAR		UNIT
Operating Days Per Year		330 days
Time at sea per round trip		65.97 hours
Total time per round trip		131.97 hours
Number of Voyage per Year (round trip)		19.00 times
Total Round Trip		104.48 days
TRANSPORTATION COST		UNIT
MFO cost per year	804,271.91	US\$/year
MDO cost per year	-	US\$/year
Port Charge	228,414.99	US\$/year
Charter ship	7,665,000.00	US\$/year
TOTAL TRANSPORTATION COST	8,697,686.90	US\$/year



# Perhitungan Biaya Investasi tiap Terminal Penerima Rute D-2-1-3-5-6-4-D Kapal Ukuran 19500 m<sup>3</sup>

## SURYA AKI (19500 m3)

CAPEX Receiving Terminal 1  
 LNG Availability 18.2 days  
 Receiving Terminal 1 demand per day 19.57 m3  
 Storage Tank Capacity Req 374.7527 m3

### Terminal Penerima 1 (TOBELO)

#### CAPEX

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)		Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	2	\$	150,000.00	\$ 300,000.00
2	Cryogenic Pipe	200	\$	770.00	\$ 154,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$ 279,000.00
6	Jetty	100	\$	13,300.00	\$ 1,330,000.00
7	Land Investment	6700	\$	163.00	\$ 1,092,100.00
8	Supporting Buliding	1	\$	77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL					\$ 7,152,600.00
11	Component Installation				\$ 1,788,150.00
TOTAL INVESTMENT					\$ 8,940,750.00

#### OPEX

No.	Operational	Cost	
1	Crew	\$	52,152.00
2	Land Building Tax	\$	17,881.50
3	Maintenance	\$	44,703.75
TOTAL		\$	114,737.25

CAPEX Receiving Terminal 2

LNG Availability18.2 days

Receiving Terminal 1 demand per day9.78 m3

Storage Tank Capacity Req196.3944 m3

Terminal Penerima 2 (MALIFUT)

CAPEX				
No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	1	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$ 770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
6	Jetty	50	\$ 13,300.00	\$ 665,000.00
7	Land Investment	6700	\$ 163.00	\$ 1,092,100.00
8	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 6,260,600.00
11	Component Installation			\$ 1,565,150.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 7,825,750.00

OPEX		
No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 15,651.50
3	Maintenance	\$ 39,128.75
TOTAL		\$ 106,932.25

CAPEX Receiving Terminal 3

LNG Availability

18.2 days

Receiving Terminal 3 demand per day

339.13 m3

Storage Tank Capacity Req

6196.627 m3

**Terminal Penerima 3 (TERNATE)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	it Price (USD)	Total Price (USD)	
1	LNG Storage Tank	18	\$ 150,000.00	\$	2,700,000.00
2	Cryogenic Pipe	400	\$ 770.00	\$	308,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$	80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 24,000.00	\$	72,000.00
5	Filling Station	1	\$ 32,000.00	\$	32,000.00
6	Jetty	200	\$ 13,300.00	\$	2,660,000.00
7	Land Investment	9700	\$ 163.00	\$	1,581,100.00
8	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$	77,000.00
9	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$	279,000.00
10	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$	2,600,000.00
11	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$	1,200,000.00
TOTAL				\$	8,889,100.00
12	Component Installation			\$	2,222,275.00
TOTAL INVESTMENT				\$	11,111,375.00

**OPEX**

No.	Operational	Cost	
1	Crew	\$	52,152.00
2	Land Bulding Tax	\$	22,222.75
3	Maintenance	\$	55,556.88
TOTAL		\$	129,931.63

CAPEX Receiving Terminal 4

LNG Availability18.2 days

Receiving Terminal 4 demand per day500.87 m3

Storage Tank Capacity Req9143.273 m3

Terminal Penerima 4 (TIDORE)

CAPEX					
No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)		Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	27	\$	150,000.00	\$ 4,050,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$	770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	24,000.00	\$ 72,000.00
5	Land Investment	11300	\$	163.00	\$ 1,841,900.00
6	Supporting Bulding	1	\$	77,000.00	\$ 77,000.00
7	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$ 279,000.00
8	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
9	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL					\$ 10,276,900.00
10	Component Installation				\$ 2,569,225.00
TOTAL INVESTMENT					\$ 12,846,125.00

OPEX		
No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 25,692.25
3	Maintenance	\$ 64,230.63
TOTAL		\$ 142,074.88

CAPEX Receiving Terminal 5  
LNG Availability 18.2 days  
Receiving Terminal 5 demand per day 46.96 m3  
Storage Tank Capacity Req 873.7549 m3

**Terminal Penerima 5 (SOFIFI)**

CAPEX					
No.	Investment	Unit	Unit Price		Total Price
1	LNG Storage Tank	3	\$	150,000.00	\$ 450,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$	770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	6700	\$	163.00	\$ 1,092,100.00
7	Supporting Buliding	1	\$	77,000.00	\$ 77,000.00
8	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
9	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL					\$ 5,895,600.00
10	Component Installation			\$	1,473,900.00
TOTAL INVESTMENT					\$ 7,369,500.00

**OPEX**

No.	Operational	Cost	
1	Crew	\$	52,152.00
2	Land Building Tax	\$	14,739.00
3	Maintenance	\$	36,847.50
TOTAL		\$	103,738.50

CAPEX Receiving Terminal 6

LNG Availability18.2 days

Receiving Terminal 6 demand per day38.35 m3

Storage Tank Capacity Req716.8944 m3

Terminal Penerima 6 (SOA SIO)

CAPEX					
No.	Investment	Unit	Unit Price		Total Price
1	LNG Storage Tank	3	\$	150,000.00	\$ 450,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$	770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	6700	\$	163.00	\$ 1,092,100.00
7	Supporting Buliding	1	\$	77,000.00	\$ 77,000.00
8	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
9	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL					\$ 5,895,600.00
10	Component Installation				\$ 1,473,900.00
TOTAL INVESTMENT					\$ 7,369,500.00

OPEX

No.	Operational	Cost	
1	Crew	\$	52,152.00
2	Land Building Tax	\$	14,739.00
3	Maintenance	\$	36,847.50
TOTAL		\$	103,738.50

Perhitungan Biaya Investasi Total Rute D-2-1-3-5-6-4-D Kapal  
Ukuran 19500 m<sup>3</sup>

SURYA AKI (19500 m3)		
CAPEX Receiving Terminal 1	\$	8,940,750.00
CAPEX Receiving Terminal 2	\$	7,825,750.00
CAPEX Receiving Terminal 3	\$	11,111,375.00
CAPEX Receiving Terminal 4	\$	12,846,125.00
CAPEX Receiving Terminal 5	\$	7,369,500.00
CAPEX Receiving Terminal 6	\$	7,369,500.00
Operational Cost Receiving Terminal 1	\$	114,737.25
Operational Cost Receiving Terminal 2	\$	106,932.25
Operational Cost Receiving Terminal 3	\$	129,931.63
Operational Cost Receiving Terminal 4	\$	142,074.88
Operational Cost Receiving Terminal 5	\$	102,426.00
Operational Cost Receiving Terminal 6	\$	103,738.50
Transportation Cost	\$	8,697,686.90
Total	\$	64,860,527.40

Perhitungan Biaya Transportasi Kapal Ukuran 23000 m<sup>3</sup> Rute D-  
2-1-3-5-6-4-D

SURYA SATSUMA (23000 m3)		
TIME PER YEAR		UNIT
Operating Days Per Year		330 days
Time at sea per round trip		73.74 hours
Total time per round trip		141.85 hours
Number of Voyage per Year (round trip)		17.00 times
Total Round Trip		100.48 days
TRANSPORTATION COST		UNIT
MFO cost per year	983,068.44	US\$/year
MDO cost per year	-	US\$/year
Port Charge	203,113.93	US\$/year
Charter ship	9,125,000.00	US\$/year
TOTAL TRANSPORTATION COST	10,311,182.37	US\$/year



# Perhitungan Biaya Investasi tiap Terminal Penerima Rute D-2-1-3-5-6-4-D Kapal Ukuran 23000 m<sup>3</sup>

## SURYA SATSUMA (23000 m3)

CAPEX Receiving Terminal 1  
 LNG Availability 21.7 days  
 Receiving Terminal 1 demand per day 19.57 m3  
 Storage Tank Capacity Req 445.708 m3

### Terminal Penerima 1 (TOBELO)

#### CAPEX

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)		Total Price (USD)	
1	LNG Storage Tank	2	\$	150,000.00	\$	300,000.00
2	Cryogenic Pipe	200	\$	770.00	\$	154,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$	80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	13,500.00	\$	40,500.00
5	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$	279,000.00
6	Jetty	100	\$	13,300.00	\$	1,330,000.00
7	Land Investment	6700	\$	163.00	\$	1,092,100.00
8	Supporting Buliding	1	\$	77,000.00	\$	77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$	2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$	1,200,000.00
TOTAL					\$	7,152,600.00
11	Component Installation				\$	1,788,150.00
TOTAL INVESTMENT					\$	8,940,750.00

#### OPEX

No.	Operational	Cost	
1	Crew	\$	52,152.00
2	Land Building Tax	\$	17,881.50
3	Maintenance	\$	44,703.75
TOTAL		\$	114,737.25

CAPEX Receiving Terminal 2

LNG Availability21.7 days

Receiving Terminal 1 demand per day9.78 m3

Storage Tank Capacity Req233.5796 m3

Terminal Penerima 2 (MALIFUT)

CAPEX				
No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	1	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$ 770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
6	Jetty	50	\$ 13,300.00	\$ 665,000.00
7	Land Investment	6700	\$ 163.00	\$ 1,092,100.00
8	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 6,260,600.00
11	Component Installation			\$ 1,565,150.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 7,825,750.00

OPEX		
No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 15,651.50
3	Maintenance	\$ 39,128.75
TOTAL		\$ 106,932.25

CAPEX Receiving Terminal 3  
LNG Availability  
Receiving Terminal 3 demand per day  
Storage Tank Capacity Req

21.7 days  
339.13 m3  
7369.891 m3

Terminal Penerima 3 (TERNATE)

CAPEX				
No.	Investment	Unit	it Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	22	\$ 150,000.00	\$ 3,300,000.00
2	Cryogenic Pipe	400	\$ 770.00	\$ 308,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 24,000.00	\$ 72,000.00
5	Filling Station	1	\$ 32,000.00	\$ 32,000.00
6	Jetty	200	\$ 13,300.00	\$ 2,660,000.00
7	Land Investment	10500	\$ 163.00	\$ 1,711,500.00
8	Supporting Bulding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
10	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
11	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 9,019,500.00
12	Component Installation			\$ 2,254,875.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 11,274,375.00

OPEX		
No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 22,548.75
3	Maintenance	\$ 56,371.88
TOTAL		\$ 131,072.63

CAPEX Receiving Terminal 4

LNG Availability21.7 days

Receiving Terminal 4 demand per day500.87 m3

Storage Tank Capacity Req10874.45 m3

Terminal Penerima 4 (TIDORE)

CAPEX					
No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)		Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	32	\$	150,000.00	\$ 4,800,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$	770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	24,000.00	\$ 72,000.00
5	Land Investment	12000	\$	163.00	\$ 1,956,000.00
6	Supporting Building	1	\$	77,000.00	\$ 77,000.00
7	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$ 279,000.00
8	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
9	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL					\$ 11,141,000.00
10	Component Installation				\$ 2,785,250.00
TOTAL INVESTMENT					\$ 13,926,250.00

OPEX		
No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 27,852.50
3	Maintenance	\$ 69,631.25
TOTAL		\$ 149,635.75

CAPEX Receiving Terminal 5

LNG Availability

21.7 days

Receiving Terminal 5 demand per day

46.96 m3

Storage Tank Capacity Req

1039.191 m3

**Terminal Penerima 5 (SOFIFI)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price		Total Price
1	LNG Storage Tank	3	\$	150,000.00	\$ 450,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$	770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	6700	\$	163.00	\$ 1,092,100.00
7	Supporting Bulding	1	\$	77,000.00	\$ 77,000.00
8	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
9	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL					\$ 5,895,600.00
10	Component Installation				\$ 1,473,900.00
TOTAL INVESTMENT					\$ 7,369,500.00

**OPEX**

No.	Operational	Cost	
1	Crew	\$	52,152.00
2	Land Building Tax	\$	14,739.00
3	Maintenance	\$	36,847.50
TOTAL		\$	103,738.50

CAPEX Receiving Terminal 6

LNG Availability21.7 days

Receiving Terminal 6 demand per day38.35 m3

Storage Tank Capacity Req852.6305 m3

Terminal Penerima 6 (SOA SIO)

CAPEX					
No.	Investment	Unit	Unit Price		Total Price
1	LNG Storage Tank	3	\$	150,000.00	\$ 450,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$	770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	6700	\$	163.00	\$ 1,092,100.00
7	Supporting Buliding	1	\$	77,000.00	\$ 77,000.00
8	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
9	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL					\$ 5,895,600.00
10	Component Installation			\$	1,473,900.00
TOTAL INVESTMENT					\$ 7,369,500.00

OPEX

No.	Operational	Cost	
1	Crew	\$	52,152.00
2	Land Building Tax	\$	14,739.00
3	Maintenance	\$	36,847.50
TOTAL		\$	103,738.50

Perhitungan Biaya Investasi Total Rute D-2-1-3-5-6-4-D Kapal  
Ukuran 23000 m<sup>3</sup>

SURYA SATSUMA (23000 m3)		
CAPEX Receiving Terminal 1	\$	8,940,750.00
CAPEX Receiving Terminal 2	\$	7,825,750.00
CAPEX Receiving Terminal 3	\$	11,274,375.00
CAPEX Receiving Terminal 4	\$	13,926,250.00
CAPEX Receiving Terminal 5	\$	7,369,500.00
CAPEX Receiving Terminal 6	\$	7,369,500.00
Operational Cost Receiving Terminal 1	\$	114,737.25
Operational Cost Receiving Terminal 2	\$	106,932.25
Operational Cost Receiving Terminal 3	\$	131,072.63
Operational Cost Receiving Terminal 4	\$	149,635.75
Operational Cost Receiving Terminal 5	\$	103,738.50
Operational Cost Receiving Terminal 6	\$	103,738.50
Transportation Cost	\$	10,311,182.37
Total	\$	67,727,162.25

# Optimasi Pemilihan Kapal Rute D-2-1-3-5-6-4-D

Optimasi Pemilihan Kapal Rute D-2-1-3-5-6-4-D

Decision Variable	Coral Methane,					Surya			
	Shinju Maru, $X_1$	$X_2$	Norgas, $X_3$	Surya Aki, $X_4$	Satsuma, $X_5$				
	0	1	0	0	0	1	=		
INVESTMENT cost	54,742,781.82	55,706,098.60	58,234,852.93	64,860,527.40	67,727,162.25	OF		55,706,098.60	
ConstraintS									
	Total Round Trip Days		<=	Operating Days Per Year					
	$X_1$	0.00	<=		330				
	$X_2$	261.83	<=		330				
	$X_3$	0.00	<=		330				
	$X_4$	0.00	<=		330				
	$X_5$	0.00	<=		330				
	Muatan per Tahun		>=	Kebutuhan Pembangkit per tahun					
	$X_1$	0	>=		370348.04				
	$X_2$	375000	>=		370348.04				
	$X_3$	0	>=		370348.04				
	$X_4$	0	>=		370348.04				
	$X_5$	0	>=		370348.04				
	Waktu Tempuh kapal		<=	Waktu ketersediaan terminal					
	$X_1$	0.00	<=		1.5				
	$X_2$	5.236545139	<=		6.4				
	$X_3$	0	<=		8.9				
	$X_4$	0	<=		18.2				
	$X_5$	0	<=		21.7				



### Optimasi Pemilihan Rute Cluster I

No	Cluster	Route	Receiving Terminal served by ship						Route distance (nm)	LNGC size (m <sup>3</sup> )	Investment Cost (US\$)	Xr	Route Selection
			1	2	3	4	5	6					
1	1	T-1-T	1	0	0	0	0	0	994.44	2500	12,732,846.50	0	-
2	1	T-2-T	0	1	0	0	0	0	1025.56	2500	11,784,020.27	0	-
3	1	T-3-T	0	0	1	0	0	0	1061.11	2500	13,924,976.47	0	-
4	1	T-4-T	0	0	0	1	0	0	1073.33	2500	11,634,760.55	0	-
5	1	T-5-T	0	0	0	0	1	0	1094.44	2500	11,032,398.51	0	-
6	1	T-6-T	0	0	0	0	0	1	1081.11	2500	11,002,628.09	0	-
7	1	T-1-2-T	1	1	0	0	0	0	1062.17	2500	20,351,106.93	0	-
8	1	T-1-3-T	1	0	1	0	0	0	1203.33	2500	22,987,224.27	0	-
9	1	T-1-4-T	1	0	0	1	0	0	1216.11	7500	24,263,957.45	0	-
10	1	T-1-5-T	1	0	0	0	1	0	1230.00	2500	19,808,050.67	0	-
11	1	T-1-6-T	1	0	0	0	0	1	1226.67	2500	19,599,836.44	0	-
12	1	T-2-3-T	0	1	1	0	0	0	1267.22	2500	21,872,525.34	0	-
13	1	T-2-4-T	0	1	0	1	0	0	1280.00	7500	23,325,558.55	0	-
14	1	T-2-5-T	0	1	0	0	1	0	1291.67	2500	18,672,797.17	0	-

15	1	T-2-6-T	0	1	0	0	0	1	1288.33	2500	18,841,514.59	0	-
16	1	T-3-4-T	0	0	1	1	0	0	1080.83	7500	24,788,023.16	0	-
17	1	T-3-5-T	0	0	1	0	1	0	1096.00	2500	21,206,876.36	0	-
18	1	T-3-6-T	0	0	1	0	0	1	1088.89	2500	21,166,562.08	0	-
19	1	T-4-5-T	0	0	0	1	1	0	1095.94	7500	22,478,382.07	0	-
20	1	T-4-6-T	0	0	0	1	0	1	1088.33	7500	22,476,021.71	0	-
21	1	T-5-6-T	0	0	0	0	1	1	1094.22	2500	17,740,709.14	0	-
22	1	T-3-1-2-T	1	1	1	0	0	0	1271.06	2500	31,031,686.94	0	-
23	1	T-4-1-2-T	1	1	0	1	0	0	1283.83	7500	32,051,087.32	0	-
24	1	T-5-1-2-T	1	1	0	0	1	0	1297.72	2500	27,418,922.46	0	-
25	1	T-6-1-2-T	1	1	0	0	0	1	1294.39	2500	27,755,106.92	0	-
26	1	T-4-3-1-T	1	0	1	1	0	0	1223.06	7500	33,625,135.04	0	-
27	1	T-5-3-1-T	1	0	1	0	1	0	1238.22	2500	30,269,107.11	0	-
28	1	T-6-3-1-T	1	0	1	0	0	1	1231.11	2500	30,243,629.19	0	-
29	1	T-5-4-1-T	1	0	0	1	1	0	1238.72	7500	31,248,342.27	0	-
30	1	T-6-4-1-T	1	0	0	1	0	1	1231.11	7500	31,245,894.49	0	-
31	1	T-6-5-1-T	1	0	0	0	1	1	1229.78	2500	26,862,654.51	0	-
32	1	T-4-3-2-T	0	1	1	1	0	0	1286.94	7500	32,888,305.63	0	-

33	1	T-5-3-2-T	0	1	1	0	1	0	1302.11	7500	30,681,120.79	0	-
34	1	T-6-3-2-T	0	1	1	0	0	1	1295.00	2500	29,340,024.96	0	-
35	1	T-4-5-2-T	0	1	0	1	1	0	1293.17	7500	30,331,859.46	0	-
36	1	T-6-4-2-T	0	1	0	1	0	1	1295.00	7500	30,496,717.45	0	-
37	1	T-6-5-2-T	0	1	0	0	1	1	1291.44	2500	25,544,237.55	0	-
38	1	T-4-5-3-T	0	0	1	1	1	0	1097.50	7500	31,521,811.25	0	-
39	1	T-6-4-3-T	0	0	1	1	0	1	1095.83	7500	31,810,573.26	0	-
40	1	T-6-5-3-T	0	0	1	0	1	1	1095.78	2500	28,437,282.42	0	-
41	1	T-6-5-4-T	0	0	0	1	1	1	1095.72	7500	28,808,144.88	0	-
42	1	T-4-3-1-2-T	1	1	1	1	0	0	1290.78	7500	41,842,730.81	0	-
43	1	T-2-1-5-3-T	1	1	1	0	1	0	1299.28	7500	39,592,904.23	0	-
44	1	T-6-3-1-2-T	1	1	1	0	0	1	1298.83	7500	39,378,495.06	0	-
45	1	T-2-1-5-4-T	1	1	0	1	1	0	1299.22	7500	39,250,768.24	0	-
46	1	T-6-4-1-2-T	1	1	0	1	0	1	1298.83	7500	39,225,164.56	0	-
47	1	T-6-5-1-2-T	1	1	0	0	1	1	1297.50	2500	34,484,903.95	0	-
48	1	T-3-4-5-1-T	1	0	1	1	1	0	1239.00	7500	40,531,302.04	0	-
49	1	T-6-4-3-1-T	1	0	1	1	0	1	1238.06	7500	40,506,005.28	0	-
50	1	T-6-5-3-1-T	1	0	1	0	1	1	1238.00	7500	38,579,060.28	0	-

51	1	T-4-6-5-1-T	1	0	0	1	1	1	1237.00	7500	38,417,737.68	0	-
52	1	T-3-4-5-2-T	0	1	1	1	1	0	1300.67	7500	39,605,812.72	0	-
53	1	T-6-4-3-2-T	0	1	1	1	0	1	1301.94	7500	39,606,502.52	0	-
54	1	T-2-3-5-6-T	0	1	1	0	1	1	1301.89	7500	37,663,413.38	0	-
55	1	T-4-6-5-2-T	0	1	0	1	1	1	1298.67	7500	37,504,994.18	0	-
56	1	T-3-5-6-4-T	0	0	1	1	1	1	1103.00	7500	38,685,260.54	0	-
57	1	T-3-4-5-1-2-T	1	1	1	1	1	0	1306.72	7500	46,466,911.61	0	-
58	1	T-6-4-3-1-2-T	1	1	1	1	0	1	1305.78	7500	48,543,328.42	0	-
59	1	T-6-5-3-1-2-T	1	1	1	0	1	1	1305.72	7500	46,579,778.06	0	-
60	1	T-4-6-5-1-2-T	1	1	0	1	1	1	1304.72	7500	46,400,335.45	0	-
61	1	T-4-6-5-3-1-T	1	0	1	1	1	1	1245.22	7500	47,698,618.23	0	-
62	1	T-4-6-5-3-2-T	0	1	1	1	1	1	1309.11	7500	46,800,583.12	0	-
63	1	T-3-5-6-4-1-2-T	1	1	1	1	1	1	1313.50	7500	55,740,556.44	0	-
64	1	D-1-D	1	0	0	0	0	0	1101.11	2500	12,736,649.97	0	-
65	1	D-2-D	0	1	0	0	0	0	1198.89	2500	11,788,140.70	0	-
66	1	D-3-D	0	0	1	0	0	0	791.11	2500	13,735,634.68	0	-
67	1	D-4-D	0	0	0	1	0	0	782.22	2500	11,378,712.66	0	-
68	1	D-5-D	0	0	0	0	1	0	798.89	2500	11,007,807.99	0	-

69	1	D-6-D	0	0	0	0	0	1	790.00	2500	10,981,867.45	0	-
70	1	D-1-2-D	1	1	0	0	0	0	1202.17	2500	20,359,427.03	0	-
71	1	D-1-3-D	1	0	1	0	0	0	1121.67	7500	22,927,042.18	0	-
72	1	D-1-4-D	1	0	0	1	0	0	1123.89	7500	24,236,416.71	0	-
73	1	D-1-5-D	1	0	0	0	1	0	1135.56	2500	19,796,825.13	0	-
74	1	D-1-6-D	1	0	0	0	0	1	1134.44	2500	19,589,971.17	0	-
75	1	D-2-3-D	0	1	1	0	0	0	1218.89	7500	22,026,868.84	0	-
76	1	D-2-4-D	0	1	0	1	0	0	1221.11	7500	23,308,648.68	0	-
77	1	D-2-5-D	0	1	0	0	1	0	1230.56	2500	18,666,259.94	0	-
78	1	D-2-6-D	0	1	0	0	0	1	1229.44	2500	18,647,102.53	0	-
79	1	D-3-4-D	0	0	1	1	0	0	800.28	7500	24,646,235.56	0	-
80	1	D-3-5-D	0	0	1	0	1	0	813.22	2500	20,985,046.55	0	-
81	1	D-3-6-D	0	0	1	0	0	1	808.33	2500	20,953,144.82	0	-
82	1	D-4-5-D	0	0	0	1	1	0	802.61	2500	18,625,785.00	0	-
83	1	D-4-6-D	0	0	0	1	0	1	797.22	2500	18,606,759.65	0	-
84	1	D-5-6-D	0	0	0	0	1	1	800.89	2500	17,695,384.38	0	-
85	1	D-1-2-3-D	1	1	1	0	0	0	1222.17	7500	30,995,078.48	0	-
86	1	D-1-2-4-D	1	1	0	1	0	0	1224.39	7500	32,033,335.15	0	-

87	1	D-1-2-5-D	1	1	0	0	1	0	1233.83	2500	27,409,809.96	0	-
88	1	D-1-2-6-D	1	1	0	0	0	1	1232.72	2500	27,747,777.30	0	-
89	1	D-1-3-4-D	1	0	1	1	0	0	1130.83	7500	33,577,468.37	0	-
90	1	D-1-3-5-D	1	0	1	0	1	0	1143.78	2500	30,192,773.46	0	-
91	1	D-1-3-6-D	1	0	1	0	0	1	1138.89	2500	30,170,187.77	0	-
92	1	D-1-5-4-D	1	0	0	1	1	0	1139.28	7500	31,216,360.30	0	-
93	1	D-1-4-6-D	1	0	0	1	0	1	1138.89	7500	31,216,235.23	0	-
94	1	D-1-5-6-D	1	0	0	0	1	1	1145.33	2500	26,823,774.53	0	-
95	1	D-2-3-4-D	0	1	1	1	0	0	1228.06	7500	32,857,867.88	0	-
96	1	D-2-3-5-D	0	1	1	0	1	0	1241.00	2500	29,317,511.73	0	-
97	1	D-2-3-6-D	0	1	1	0	0	1	1236.11	2500	29,293,828.58	0	-
98	1	D-2-5-4-D	0	1	0	1	1	0	1234.28	7500	30,312,920.41	0	-
99	1	D-2-4-6-D	0	1	0	1	0	1	1236.11	7500	30,478,454.79	0	-
100	1	D-2-5-6-D	0	1	0	0	1	1	1232.56	2500	25,534,438.31	0	-
101	1	D-4-5-3-D	0	0	1	1	1	0	816.94	7500	31,370,356.31	0	-
102	1	D-3-4-6-D	0	0	1	1	0	1	815.28	7500	31,662,340.77	0	-
103	1	D-3-5-6-D	0	0	1	0	1	1	815.22	2500	28,200,522.65	0	-
104	1	D-6-5-4-D	0	0	0	1	1	1	804.61	2500	25,676,221.07	0	-

105	1	D-2-1-3-4-D	1	1	1	1	0	0	1231.89	7500	41,811,616.67	0	-
106	1	D-2-1-3-5-D	1	1	1	0	1	0	1244.83	7500	39,577,895.93	0	-
107	1	D-2-1-3-6-D	1	1	1	0	0	1	1239.94	7500	39,362,937.99	0	-
108	1	D-2-1-5-4-D	1	1	0	1	1	0	1240.33	7500	39,231,152.80	0	-
109	1	D-2-1-4-6-D	1	1	0	1	0	1	1239.94	7500	39,206,225.51	0	-
110	1	D-2-1-5-6-D	1	1	0	0	1	1	1238.61	2500	34,473,004.88	0	-
111	1	D-1-4-5-3-D	1	0	1	1	1	0	1158.61	7500	40,486,981.60	0	-
112	1	D-1-3-4-6-D	1	0	1	1	0	1	1145.83	7500	40,456,220.09	0	-
113	1	D-1-3-5-6-D	1	0	1	0	1	1	1145.78	7500	38,552,578.79	0	-
114	1	D-1-4-6-5-D	1	0	0	1	1	1	1146.28	7500	38,386,476.77	0	-
115	1	D-2-4-5-3-D	0	1	1	1	1	0	1255.83	7500	38,386,476.77	0	-
116	1	D-2-3-4-6-D	0	1	1	1	0	1	1243.06	7500	39,574,711.98	0	-
117	1	D-2-3-5-6-D	0	1	1	0	1	1	1243.00	7500	37,572,495.52	0	-
118	1	D-2-4-5-6-D	0	1	0	1	1	1	1243.50	7500	37,485,984.94	0	-
119	1	D-3-5-6-4-D	0	0	1	1	1	1	822.44	7500	38,530,583.15	0	-
120	1	D-2-1-4-5-3-D	1	1	1	1	1	0	1259.67	7500	46,440,968.69	0	-
121	1	D-2-1-3-4-6-D	1	1	1	1	0	1	1246.89	7500	48,510,861.48	0	-

122	1	D-2-1-3-5-6-D	1	1	1	0	1	1	1246.83	2500	46,435,454.62	0	-	
123	1	D-2-1-4-5-6-D	1	1	0	1	1	1	1247.33	7500	46,384,810.28	0	-	
124	1	D-1-3-5-6-4-D	1	0	1	1	1	1	1153.00	7500	47,646,714.52	0	-	
125	1	D-2-3-5-6-4-D	0	1	1	1	1	1	1250.22	7500	46,767,439.79	0	-	
126	1	D-2-1-3-5-6-4-D	1	1	1	1	1	1	1254.06	7500	55,706,098.60	1	55,706,098.60	
			1	1	1	1	1	1						55,706,098.60
			=	=	=	=	=	=						
			1	1	1	1	1	1						



## Biaya Transportasi Kapal 2500 m<sup>3</sup> Rute T-7-8-9-T

Distance	889.61 nm
LNG Daily of Take	186.26 m <sup>3</sup> /day
	67985.22 m <sup>3</sup> /year
Loading Point	3

### SHINJU MARU (2500 m3)

TIME PER YEAR	UNIT
Operating Days Per Year	330 days
Time at sea per round trip	59.31 hours
Total time per round trip	80.82 hours
Number of Voyage per Year (round trip)	28.00 times
Total Round Trip	94.29 days

TRANSPORTATION COST	UNIT
MFO cost per year	369,946.72 US\$/year
MDO cost per year	33,516.34 US\$/year
Port Charge	35,336.73 US\$/year
Charter ship	2,190,000.00 US\$/year
TOTAL TRANSPORTATION COST	2,628,799.79 US\$/year

# Perhitungan Biaya Investasi tiap Terminal Penerima Rute T-7-8-9-T Kapal Ukuran 2500 m<sup>3</sup>

## SHINJU MARU (2500 m3)

Receiving Terminal 7  
 LNG availability 12.4 days  
 Receiving Terminal demand per day 83.74 m3/day  
 Storage Tank required 1040.221 m3

### Terminal Penerima 7 (NAMLEA)

#### CAPEX

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	3	\$ 150,000.00	\$ 450,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$ 770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 24,000.00	\$ 72,000.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	6700	\$ 163.00	\$ 1,092,100.00
7	Filling Station	1	\$ 32,000.00	\$ 32,000.00
8	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 5,959,100.00
11	Component Installation			\$ 1,489,775.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 7,448,875.00

#### OPEX

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 14,897.75
3	Maintenance	\$ 37,244.38
TOTAL		\$ 104,294.13

**SHINJU MARU (2500 m3)**

Receiving Terminal 8

LNG availability 12.4 days

Receiving Terminal demand per day 63.39 m3/day

Storage Tank required 787.4328 m3

**Terminal Penerima 8 (MASOHI)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	3	\$ 150,000.00	\$ 450,000.00
2	Cryogenic Pipe	200	\$ 770.00	\$ 154,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 24,000.00	\$ 72,000.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	6700	\$ 163.00	\$ 1,092,100.00
7	Jetty	100	\$ 13,300.00	\$ 1,330,000.00
7	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 7,334,100.00
11	Component Installation			\$ 1,833,525.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 9,167,625.00

**OPEX**

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 18,335.25
3	Maintenance	\$ 45,838.13
TOTAL		\$ 116,325.38

Receiving Terminal 9  
 LNG availability 12.4 days  
 Receiving Terminal demand per day 39.13 m3/day  
 Storage Tank required 486.0742 m3

**Terminal Penerima 9 (SEPA)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	2	\$ 150,000.00	\$ 300,000.00
2	Cryogenic Pipe	200	\$ 770.00	\$ 154,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	6700	\$ 163.00	\$ 1,092,100.00
7	Jetty	100	\$ 13,300.00	\$ 1,330,000.00
8	Supporting Bulding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 7,152,600.00
11	Component Installation			\$ 1,788,150.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 8,940,750.00

**OPEX**

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 17,881.50
3	Maintenance	\$ 44,703.75
TOTAL		\$ 114,737.25

**Perhitungan Biaya Investasi Total Rute T-7-8-9-T Kapal Ukuran  
2500 m<sup>3</sup>**

SHINJU MARU (2500 m3)	
CAPEX Receiving Terminal 7	\$ 7,448,875.00
CAPEX Receiving Terminal 8	\$ 9,167,625.00
CAPEX Receiving Terminal 9	\$ 8,940,750.00
Operational Cost Receiving Terminal 7	\$ 104,294.13
Operational Cost Receiving Terminal 8	\$ 116,325.38
Operational Cost Receiving Terminal 9	\$ 114,737.25
Transportation Cost	\$ 2,628,799.79
Total	\$ 28,521,406.54

Biaya Transportasi Kapal 7500 m<sup>3</sup> Rute T-7-8-9-T

CORAL METHANE (7500 m <sup>3</sup> )		
TIME PER YEAR		UNIT
Operating Days Per Year		330 days
Time at sea per round trip		55.60 hours
Total time per round trip		96.93 hours
Number of Voyage per Year (round trip)		10.00 times
Total Round Trip		40.39 days
TRANSPORTATION COST		UNIT
MFO cost per year	160,470.98	US\$/year
MDO cost per year	17,669.64	US\$/year
Port Charge	20,737.87	US\$/year
Charter ship	3,467,500.00	US\$/year
TOTAL TRANSPORTATION COST	3,666,378.49	US\$/year

# Perhitungan Biaya Investasi tiap Terminal Penerima Rute T-7-8-9-T dengan Kapal Ukuran 7500 m<sup>3</sup>

## CORAL METHANE (7500 m<sup>3</sup>)

Receiving Terminal 7  
 LNG availability 39.3 days  
 Receiving Terminal demand per day 83.74 m3/day  
 Storage Tank required 3288.144 m3

### Terminal Penerima 7 (NAMLEA)

CAPEX				
No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	10	\$ 150,000.00	\$ 1,500,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$ 770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 24,000.00	\$ 72,000.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	8200	\$ 163.00	\$ 1,336,600.00
7	Filling Station	1	\$ 32,000.00	\$ 32,000.00
8	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 7,253,600.00
11	Component Installation			\$ 1,813,400.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 9,067,000.00

OPEX		
No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 18,134.00
3	Maintenance	\$ 45,335.00
TOTAL		\$ 115,621.00

Receiving Terminal 8

LNG availability

39.3 days

Receiving Terminal demand per day

63.39 m3/day

Storage Tank required

2489.078 m3

**Terminal Penerima 8 (MASOHI)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	8	\$ 150,000.00	\$ 1,200,000.00
2	Cryogenic Pipe	200	\$ 770.00	\$ 154,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 24,000.00	\$ 72,000.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	8200	\$ 163.00	\$ 1,336,600.00
7	Jetty	100	\$ 13,300.00	\$ 1,330,000.00
7	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 8,328,600.00
11	Component Installation			\$ 2,082,150.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 10,410,750.00

**OPEX**

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 20,821.50
3	Maintenance	\$ 52,053.75
TOTAL		\$ 125,027.25

Receiving Terminal 9  
 LNG availability 39.3 days  
 Receiving Terminal demand per day 39.13 m3/day  
 Storage Tank required 1536,483 m3

**Terminal Penerima 9 (SEPA)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	5	\$ 150,000.00	\$ 750,000.00
2	Cryogenic Pipe	200	\$ 770.00	\$ 154,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	7400	\$ 163.00	\$ 1,206,200.00
7	Jetty	100	\$ 13,300.00	\$ 1,330,000.00
8	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 7,716,700.00
11	Component Installation			\$ 1,929,175.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 9,645,875.00

**OPEX**

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 19,291.75
3	Maintenance	\$ 48,229.38
TOTAL		\$ 119,673.13

Perhitungan Biaya Investasi Total Rute T-7-8-9-T dengan Kapal  
 Ukuran 7500 m<sup>3</sup>

**CORAL METHANE (7500 m3)**

CAPEX Receiving Terminal 7	\$ 9,067,000.00
CAPEX Receiving Terminal 8	\$ 10,410,750.00
CAPEX Receiving Terminal 9	\$ 9,645,875.00
Operational Cost Receiving Terminal 7	\$ 115,621.00
Operational Cost Receiving Terminal 8	\$ 125,027.25
Operational Cost Receiving Terminal 9	\$ 119,673.13
Transportation Cost	\$ 3,666,378.49
Total	\$ 33,150,324.86



## Biaya Transportasi Kapal 10000 m<sup>3</sup> Rute T-7-8-9-T

### NORGAS (10000 m3)

TIME PER YEAR	UNIT
Operating Days Per Year	330 days
Time at sea per round trip	52.33 hours
Total time per round trip	102.00 hours
Number of Voyage per Year (round trip)	7.00 times
Total Round Trip	29.75 days

TRANSPORTATION COST	UNIT
MFO cost per year	147,745.60 US\$/year
MDO cost per year	14,153.54 US\$/year
Port Charge	22,211.02 US\$/year
Charter ship	4,964,000.00 US\$/year
TOTAL TRANSPORTATION COST	5,148,110.16 US\$/year

## Perhitungan Biaya Investasi tiap Terminal Penerima Rute T-7-8-9-T dengan Kapal Ukuran 10000 m<sup>3</sup>

### NORGAS (10000 m3)

Receiving Terminal 7

LNG availability 52.7 days

Receiving Terminal demand per day 83.74 m3/day

Storage Tank required 4412.105 m3

### Terminal Penerima 7 (NAMLEA)

#### CAPEX

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	13	\$ 150,000.00	\$ 1,950,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$ 770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 24,000.00	\$ 72,000.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	8800	\$ 163.00	\$ 1,434,400.00
7	Filling Station	1	\$ 32,000.00	\$ 32,000.00
8	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 7,801,400.00
11	Component Installation			\$ 1,950,350.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 9,751,750.00

#### OPEX

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 19,503.50
3	Maintenance	\$ 48,758.75
TOTAL		\$ 120,414.25

Receiving Terminal 8  
LNG availability 52.7 days  
Receiving Terminal demand per day 63.39 m3/day  
Storage Tank required 3339.901 m3

**Terminal Penerima 8 (MASOHI)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)		Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	10	\$	150,000.00	\$ 1,500,000.00
2	Cryogenic Pipe	200	\$	770.00	\$ 154,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	24,000.00	\$ 72,000.00
5	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	8200	\$	163.00	\$ 1,336,600.00
7	Jetty	100	\$	13,300.00	\$ 1,330,000.00
7	Supporting Buliding	1	\$	77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL					\$ 8,628,600.00
11	Component Installation				\$ 2,157,150.00
TOTAL INVESTMENT					\$ 10,785,750.00

**OPEX**

No.	Operational	Cost	
1	Crew	\$	52,152.00
2	Land Building Tax	\$	21,571.50
3	Maintenance	\$	53,928.75
TOTAL		\$	127,652.25

Receiving Terminal 9

LNG availability

52.7 days

Receiving Terminal demand per day

39.13 m3/day

Storage Tank required

2061.687 m3

**Terminal Penerima 9 (SEPA)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	6	\$ 150,000.00	\$ 900,000.00
2	Cryogenic Pipe	200	\$ 770.00	\$ 154,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	7400	\$ 163.00	\$ 1,206,200.00
7	Jetty	100	\$ 13,300.00	\$ 1,330,000.00
8	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 7,866,700.00
11	Component Installation			\$ 1,966,675.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 9,833,375.00

**OPEX**

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 19,666.75
3	Maintenance	\$ 49,166.88
TOTAL		\$ 120,985.63

Perhitungan Biaya Investasi Total Rute T-7-8-9-T dengan Kapal  
Ukuran 1000 m<sup>3</sup>

NORGAS (10000 m3)	
CAPEX Receiving Terminal 7	\$ 9,751,750.00
CAPEX Receiving Terminal 8	\$ 10,785,750.00
CAPEX Receiving Terminal 9	\$ 9,833,375.00
Operational Cost Receiving Terminal 7	\$ 120,414.25
Operational Cost Receiving Terminal 8	\$ 127,652.25
Operational Cost Receiving Terminal 9	\$ 120,985.63
Transportation Cost	\$ 5,148,110.16
Total	\$ 35,888,037.28

## Biaya Transportasi Kapal 19500 m<sup>3</sup> Rute T-7-8-9-T

### SURYA AKI (19500 m3)

TIME PER YEAR	UNIT
Operating Days Per Year	330 days
Time at sea per round trip	46.82 hours
Total time per round trip	106.82 hours
Number of Voyage per Year (round trip)	4.00 times
Total Round Trip	17.80 days
TRANSPORTATION COST	UNIT
MFO cost per year	137,050.68 US\$/year
MDO cost per year	- US\$/year
Port Charge	27,478.49 US\$/year
Charter ship	7,665,000.00 US\$/year
TOTAL TRANSPORTATION COST	7,829,529.17 US\$/year

## Perhitungan Biaya Investasi tiap Terminal Penerima Rute T-7-8-9-T dengan Kapal Ukuran 19500 m<sup>3</sup>

### SURYA AKI (19500 m3)

Receiving Terminal 7  
 LNG availability 103.7 days  
 Receiving Terminal demand per day 83.74 m3/day  
 Storage Tank required 8683.158 m3

### Terminal Penerima 7 (NAMLEA)

#### CAPEX

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	25	\$ 150,000.00	\$ 3,750,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$ 770.00	\$ 77,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 24,000.00	\$ 72,000.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	11300	\$ 163.00	\$ 1,841,900.00
7	Filling Station	1	\$ 32,000.00	\$ 32,000.00
8	Supporting Bulding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 10,008,900.00
11	Component Installation			\$ 2,502,225.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 12,511,125.00

#### OPEX

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 25,022.25
3	Maintenance	\$ 62,555.63
TOTAL		\$ 139,729.88

Receiving Terminal 8

LNG availability

103.7 days

Receiving Terminal demand per day

63.39 m3/day

Storage Tank required

6573.028 m3

**Terminal Penerima 8 (MASOHI)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	19	\$ 150,000.00	\$ 2,850,000.00
2	Cryogenic Pipe	200	\$ 770.00	\$ 154,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 24,000.00	\$ 72,000.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	9700	\$ 163.00	\$ 1,581,100.00
7	Jetty	100	\$ 13,300.00	\$ 1,330,000.00
7	Supporting Building	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 10,223,100.00
11	Component Installation			\$ 2,555,775.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 12,778,875.00

**OPEX**

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 25,557.75
3	Maintenance	\$ 63,894.38
TOTAL		\$ 141,604.13

Receiving Terminal 9

LNG availability

103.7 days

Receiving Terminal demand per day

39.13 m3/day

Storage Tank required

4057.463 m3

**Terminal Penerima 9 (SEPA)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	12	\$ 150,000.00	\$ 1,800,000.00
2	Cryogenic Pipe	200	\$ 770.00	\$ 154,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	8800	\$ 163.00	\$ 1,434,400.00
7	Jetty	100	\$ 13,300.00	\$ 1,330,000.00
8	Supporting Building	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 8,994,900.00
11	Component Installation			\$ 2,248,725.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 11,243,625.00

**OPEX**

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 22,487.25
3	Maintenance	\$ 56,218.13
TOTAL		\$ 130,857.38

Perhitungan Biaya Investasi Total Rute T-7-8-9-T dengan Kapal  
Ukuran 19500 m<sup>3</sup>

**SURYA AKI (19500 m3)**

CAPEX Receiving Terminal 7	\$ 12,511,125.00
CAPEX Receiving Terminal 8	\$ 12,778,875.00
CAPEX Receiving Terminal 9	\$ 11,243,625.00
Operational Cost Receiving Terminal 7	\$ 139,729.88
Operational Cost Receiving Terminal 8	\$ 141,604.13
Operational Cost Receiving Terminal 9	\$ 130,857.38
Transportation Cost	\$ 7,829,529.17
Total	\$ 44,775,345.55



Biaya Transportasi Kapal 23000 m<sup>3</sup> Rute T-7-8-9-T

SURYA SATSUMA (23000 m3)		
TIME PER YEAR		UNIT
Operating Days Per Year		330 days
Time at sea per round trip		52.33 hours
Total time per round trip		114.45 hours
Number of Voyage per Year (round trip)		3.00 times
Total Round Trip		14.31 days
TRANSPORTATION COST		UNIT
MFO cost per year	139,966.74	US\$/year
MDO cost per year	-	US\$/year
Port Charge	20,482.08	US\$/year
Charter ship	9,125,000.00	US\$/year
TOTAL TRANSPORTATION COST	9,285,448.82	US\$/year

# Perhitungan Biaya Investasi tiap Terminal Penerima Rute T-7-8-9-T dengan Kapal Ukuran 23000 m<sup>3</sup>

## SURYA SATSUMA (23000 m3)

Receiving Terminal 7  
 LNG availability 122.5 days  
 Receiving Terminal demand per day 83.74 m3/day  
 Storage Tank required 10256.7 m3

### Terminal Penerima 7 (NAMLEA)

#### CAPEX

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)	
1	LNG Storage Tank	30	\$ 150,000.00	\$	4,500,000.00
2	Cryogenic Pipe	100	\$ 770.00	\$	77,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$	80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 24,000.00	\$	72,000.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$	279,000.00
6	Land Investment	11300	\$ 163.00	\$	1,841,900.00
7	Filling Station	1	\$ 32,000.00	\$	32,000.00
8	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$	77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$	2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$	1,200,000.00
TOTAL				\$	10,758,900.00
11	Component Installation			\$	2,689,725.00
TOTAL INVESTMENT				\$	13,448,625.00

#### OPEX

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 26,897.25
3	Maintenance	\$ 67,243.13
TOTAL		\$ 146,292.38

Receiving Terminal 8  
 LNG availability 122.5 days  
 Receiving Terminal demand per day 63.39 m3/day  
 Storage Tank required 7764.18 m3

**Terminal Penerima 8 (MASOHI)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)		Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	23	\$	150,000.00	\$ 3,450,000.00
2	Cryogenic Pipe	200	\$	770.00	\$ 154,000.00
3	Vaporizer	2	\$	40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$	24,000.00	\$ 72,000.00
5	BOG compresor	3	\$	93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	10500	\$	163.00	\$ 1,711,500.00
7	Jetty	100	\$	13,300.00	\$ 1,330,000.00
7	Supporting Buliding	1	\$	77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$	2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$	400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL					\$ 10,953,500.00
11	Component Installation				\$ 2,738,375.00
TOTAL INVESTMENT					\$ 13,691,875.00

**OPEX**

No.	Operational	Cost	
1	Crew	\$	52,152.00
2	Land Building Tax	\$	27,383.75
3	Maintenance	\$	68,459.38
TOTAL		\$	147,995.13

Receiving Terminal 9  
 LNG availability 122.5 days  
 Receiving Terminal demand per day 39.13 m3/day  
 Storage Tank required 4792.749 m3

**Terminal Penerima 9 (SEPA)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)
1	LNG Storage Tank	14	\$ 150,000.00	\$ 2,100,000.00
2	Cryogenic Pipe	200	\$ 770.00	\$ 154,000.00
3	Vaporizer	2	\$ 40,000.00	\$ 80,000.00
4	LNG Pump	3	\$ 13,500.00	\$ 40,500.00
5	BOG compresor	3	\$ 93,000.00	\$ 279,000.00
6	Land Investment	8800	\$ 163.00	\$ 1,434,400.00
7	Jetty	100	\$ 13,300.00	\$ 1,330,000.00
8	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000.00
9	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000.00	\$ 2,600,000.00
10	Electric Power Generator	3	\$ 400,000.00	\$ 1,200,000.00
TOTAL				\$ 9,294,900.00
11	Component Installation			\$ 2,323,725.00
TOTAL INVESTMENT				\$ 11,618,625.00

**OPEX**

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 23,237.25
3	Maintenance	\$ 58,093.13
TOTAL		\$ 133,482.38

**Perhitungan Biaya Investasi Total Rute T-7-8-9-T dengan Kapal  
 Ukuran 23000 m<sup>3</sup>**

**SURYA SATSUMA (23000 m3)**

CAPEX Receiving Terminal 7	\$ 13,448,625.00
CAPEX Receiving Terminal 8	\$ 13,691,875.00
CAPEX Receiving Terminal 9	\$ 11,618,625.00
Operational Cost Receiving Terminal 7	\$ 146,292.38
Operational Cost Receiving Terminal 8	\$ 147,995.13
Operational Cost Receiving Terminal 9	\$ 133,482.38
Transportation Cost	\$ 9,285,448.82
Total	\$ 48,472,343.70

## Optimasi Pemilihan Kapal Rute T-7-8-9-T

## Optimasi Kapal Rute T-7-8-9-T

	Coral Methane,			Surya Satsuma,		
Decision Variable	Shinju Maru, $X_1$	$X_2$	Norgas, $X_3$	Surya Aki, $X_4$	$X_5$	
	1		0	0	0	0
Investment Cost	28,521,406.54	33,150,324.86	35,888,037.28	44,775,345.55	48,472,343.70	Obj
ConstraintS						
	Total Round Trip Days		<= Operating Days Per Year			
	$X_1$	94.29	<= 330			
	$X_2$	0.00	<= 330			
	$X_3$	0.00	<= 330			
	$X_4$	0.00	<= 330			
	$X_5$	0.00	<= 330			
	Muatan per Tahun		>= Kebutuhan Pembangkit per tahun			
	$X_1$	70000	>= 67985.22			
	$X_2$	0	>= 67985.22			
	$X_3$	0	>= 67985.22			
	$X_4$	0	>= 67985.22			
	$X_5$	0	>= 67985.22			
	Waktu Tempuh kapal		<= Waktu ketersediaan terminal			
	$X_1$	3.37	<= 12.4			
	$X_2$	0	<= 39.3			
	$X_3$	0	<= 52.7			
	$X_4$	0	<= 103.7			
	$X_5$	0	<= 122.5			

## Optimasi Pemilihan Rute Cluster II

No	Route	Receiving Terminal Served by Ship						Route distance (nm)	LNGC size (m3)	Investment Cost (US\$)	Xr	Route Selection
		7	8	9	10	11	12					
127	T-7-T	1	0	0	0	0	0	775.56	2500.00	10,810,673.40	0	0
128	T-8-T	0	1	0	0	0	0	742.22	2500.00	12,498,659.93	0	0
129	T-9-T	0	0	1	0	0	0	694.44	2500.00	12,758,171.82	0	0
130	T-10-T	0	0	0	1	0	0	784.44	7500.00	18,032,104.11	0	0
131	T-11-T	0	0	0	0	1	0	790.00	2500.00	13,766,831.48	0	0
132	T-12-T	0	0	0	0	0	1	840.00	7500.00	18,240,547.03	0	0
133	T-7-8-T	1	1	0	0	0	0	895.56	2500.00	19,834,718.61	0	0
134	T-7-9-T	1	0	1	0	0	0	876.67	2500.00	19,940,076.94	0	0
135	T-7-10-T	1	0	0	1	0	0	872.78	7500.00	25,362,706.98	0	0
136	T-7-11-T	1	0	0	0	1	0	883.89	2500.00	20,995,320.16	0	0
137	T-7-12-T	1	0	0	0	0	1	892.78	7500.00	25,377,681.15	0	0
138	T-8-9-T	0	1	1	0	0	0	736.28	2500.00	21,437,151.10	0	0
139	T-8-10-T	0	1	0	1	0	0	806.39	7500.00	27,040,365.47	0	0
140	T-8-11-T	0	1	0	0	1	0	808.61	2500.00	22,641,938.82	0	0

141	T-8-12-T	0	1	0	0	0	1	877.78	7500.00	27,082,360.32	0	0
142	T-9-10-T	0	0	1	1	0	0	789.50	7500.00	26,974,133.54	0	0
143	T-9-11-T	0	0	1	0	1	0	791.61	2500.00	22,538,059.47	0	0
144	T-9-12-T	0	0	1	0	0	1	857.78	7500.00	26,996,018.79	0	0
145	T-10-11-T	0	0	0	1	1	0	795.78	7500.00	27,941,377.71	0	0
146	T-10-12-T	0	0	0	1	0	1	863.83	10000.00	31,412,274.30	0	0
147	T-11-12-T	0	0	0	0	1	1	858.89	7500.00	28,300,272.80	0	0
148	T-7-8-9-T	1	1	1	0	0	0	889.61	2500.00	28,521,406.54	1	28,521,407
149	T-7-10-8-T	1	1	0	1	0	0	894.72	7500.00	34,212,356.36	0	0
150	T-7-11-8-T	1	1	0	0	1	0	902.50	2500.00	29,942,428.41	0	0
151	T-7-12-8-T	1	1	0	0	0	1	930.56	7500.00	34,211,704.67	0	0
152	T-7-10-9-T	1	0	1	1	0	0	877.83	7500.00	34,123,501.35	0	0
153	T-7-11-9-T	1	0	1	0	1	0	885.50	2500.00	29,988,218.15	0	0
154	T-7-12-9-T	1	0	1	0	0	1	910.56	7500.00	34,121,459.86	0	0
155	T-7-10-11-T	1	0	0	1	1	0	884.11	7500.00	35,114,193.71	0	0
156	T-7-12-10-T	1	0	0	1	0	1	916.61	10000.00	38,596,035.57	0	0
157	T-7-12-11-T	1	0	0	0	1	1	911.67	7500.00	34,923,592.41	0	0
158	T-10-8-9-T	0	1	1	1	0	0	800.44	7500.00	35,792,752.46	0	0

159	T-9-8-11-T	0	1	1	0	1	0	802.67	2500.00	31,622,904.45	0	0
160	T-9-8-12-T	0	1	1	0	0	1	871.83	7500.00	35,813,432.72	0	0
161	T-8-11-10-T	0	1	0	1	1	0	814.39	7500.00	36,590,690.72	0	0
162	T-8-10-12-T	0	1	0	1	0	1	885.78	10000.00	40,274,656.21	0	0
163	T-8-11-12-T	0	1	0	0	1	1	920.28	7500.00	37,160,624.01	0	0
164	T-9-11-10-T	0	0	1	1	1	0	797.39	7500.00	36,521,081.63	0	0
165	T-9-10-12-T	0	0	1	1	0	1	868.89	10000.00	40,195,013.51	0	0
166	T-9-11-12-T	0	0	1	0	1	1	860.50	7500.00	36,876,903.98	0	0
167	T-10-11-12-T	0	0	0	1	1	1	864.67	10000.00	41,035,084.03	1	41,035,084
168	T-7-10-8-9-T	1	1	1	1	0	0	888.78	7500.00	43,140,681.35	0	0
169	T-7-11-8-9-T	1	1	1	0	1	0	896.56	2500.00	38,752,526.87	0	0
170	T-7-12-9-8-T	1	1	1	0	0	1	952.39	7500.00	43,172,524.04	0	0
171	T-7-10-11-8-T	1	1	0	1	1	0	902.72	7500.00	43,958,266.16	0	0
172	T-7-12-10-8-T	1	1	0	1	0	1	938.56	10000.00	47,655,749.89	0	0
173	T-7-12-11-8-T	1	1	0	0	1	1	930.28	7500.00	44,140,740.55	0	0
174	T-7-10-11-9-T	1	0	1	1	1	0	885.72	7500.00	43,885,975.43	0	0
175	T-7-12-10-9-T	1	0	1	1	0	1	921.67	10000.00	47,573,480.62	0	0
176	T-7-12-11-9-T	1	0	1	0	1	1	913.28	7500.00	43,880,297.13	0	0



177	T-7-12-11-10-T	1	0	0	1	1	1	917.44	19500.00	56,859,251.24	0	0
178	T-9-8-10-11-T	0	1	1	1	1	0	811.78	7500.00	45,357,105.02	0	0
179	T-9-8-10-12-T	0	1	1	1	0	1	879.83	10000.00	49,052,319.61	0	0
180	T-9-8-11-12-T	0	1	1	0	1	1	871.56	7500.00	45,564,154.87	0	0
181	T-8-10-11-12-T	0	1	0	1	1	1	886.61	19500.00	58,338,520.58	0	0
182	T-9-10-11-12-T	0	0	1	1	1	1	869.72	19500.00	58,641,559.57	0	0
183	T-7-11-10-8-9-T	1	1	1	1	1	0	905.67	7500.00	52,735,925.74	0	0
184	T-7-12-10-8-9-T	1	1	1	1	0	1	932.61	10000.00	56,315,760.72	0	0
185	T-7-12-11-8-9-T	1	1	1	0	1	1	924.33	7500.00	52,719,699.91	0	0
186	T-7-12-11-10-8-T	1	1	0	1	1	1	982.44	19500.00	65,563,247.88	0	0
187	T-7-12-11-10-9-T	1	0	1	1	1	1	922.50	19500.00	65,485,143.31	0	0
188	T-9-8-10-11-12-T	0	1	1	1	1	1	880.67	19500.00	67,521,014.67	0	0
189	T-7-12-11-10-8-9-T	1	1	1	1	1	1	933.44	19500.00	74,537,076.59	0	0
190	D-7-D	1	0	0	0	0	0	735.56	2500.00	10,804,492.75	0	0
191	D-8-D	0	1	0	0	0	0	962.22	2500.00	12,524,726.77	0	0
192	D-9-D	0	0	1	0	0	0	975.56	2500.00	12,778,219.31	0	0
193	D-10-D	0	0	0	1	0	0	874.44	7500.00	18,075,520.98	0	0
194	D-11-D	0	0	0	0	1	0	891.56	2500.00	13,809,079.12	0	0

195	D-12-D	0	0	0	0	0	1	875.56	7500.00	18,255,657.42	0	0
196	D-7-8-D	1	1	0	0	0	0	985.56	2500.00	19,858,252.62	0	0
197	D-7-9-D	1	0	1	0	0	0	997.22	2500.00	19,965,869.26	0	0
198	D-7-10-D	1	0	0	1	0	0	897.78	7500.00	25,375,915.82	0	0
199	D-7-11-D	1	0	0	0	1	0	914.67	2500.00	21,012,513.72	0	0
200	D-7-12-D	1	0	0	0	0	1	890.56	7500.00	25,376,609.13	0	0
201	D-8-9-D	0	1	1	0	0	0	986.83	2500.00	21,481,822.13	0	0
202	D-8-10-D	0	1	0	1	0	0	961.39	7500.00	27,120,479.93	0	0
203	D-8-11-D	0	1	0	0	1	0	969.39	2500.00	22,726,022.05	0	0
204	D-8-12-D	0	1	0	0	0	1	1005.56	7500.00	27,142,533.91	0	0
205	D-9-10-D	0	0	1	1	0	0	975.06	7500.00	27,067,909.90	0	0
206	D-9-11-D	0	0	1	0	1	0	982.94	2500.00	22,629,025.94	0	0
207	D-9-12-D	0	0	1	0	0	1	1016.11	7500.00	27,066,944.50	0	0
208	D-10-11-D	0	0	0	1	1	0	891.56	7500.00	28,000,783.02	0	0
209	D-10-12-D	0	0	0	1	0	1	926.61	10000.00	31,462,516.49	0	0
210	D-11-12-D	0	0	0	0	1	1	927.44	7500.00	28,338,856.64	0	0
211	D-7-9-8-D	1	1	1	0	0	0	1008.50	2500.00	28,560,973.26	0	0
212	D-7-10-8-D	1	1	0	1	0	0	984.72	7500.00	34,264,043.11	0	0

213	D-7-11-8-D	1	1	0	0	1	0	992.50	2500.00	30,002,333.16	0	0
214	D-7-12-8-D	1	1	0	0	0	1	1020.56	7500.00	34,258,222.74	0	0
215	D-7-10-9-D	1	0	1	1	0	0	998.39	7500.00	34,189,966.68	0	0
216	D-7-9-11-D	1	0	1	0	1	0	1004.61	2500.00	30,063,252.28	0	0
217	D-7-12-9-D	1	0	1	0	0	1	1031.11	7500.00	34,181,001.72	0	0
218	D-7-11-10-D	1	0	0	1	1	0	914.67	7500.00	35,134,549.35	0	0
219	D-7-12-10-D	1	0	0	1	0	1	941.61	10000.00	38,617,043.92	0	0
220	D-7-12-11-D	1	0	0	0	1	1	942.44	10000.00	34,923,592.41	0	0
221	D-10-8-9-D	0	1	1	1	0	0	986.00	7500.00	35,892,922.66	0	0
222	D-9-8-11-D	0	1	1	0	1	0	994.00	2500.00	31,736,612.53	0	0
223	D-8-9-12-D	0	1	1	0	0	1	1027.39	7500.00	35,888,474.23	0	0
224	D-10-8-11-D	0	1	0	1	1	0	968.56	7500.00	36,691,623.46	0	0
225	D-10-8-12-D	0	1	0	1	0	1	1004.72	10000.00	40,373,022.70	0	0
226	D-8-11-12-D	0	1	0	0	1	1	1005.28	7500.00	37,211,391.88	0	0
227	D-10-9-11-D	0	0	1	1	1	0	982.44	7500.00	36,640,111.75	0	0
228	D-10-9-12-D	0	0	1	1	0	1	1015.61	10000.00	40,314,395.01	0	0
229	D-9-11-12-D	0	0	1	0	1	1	1011.94	7500.00	36,965,617.59	0	0
230	D-10-11-12-D	0	0	0	1	1	1	927.44	10000.00	41,092,025.17	0	0

231	D-7-9-8-10-D	1	1	1	1	0	0	1007.67	7500.00	43,210,324.46	0	0
232	D-7-9-8-11-D	1	1	1	0	1	0	1015.67	2500.00	38,840,302.64	0	0
233	D-7-12-9-8-D	1	1	1	0	0	1	1042.39	7500.00	43,221,109.58	0	0
234	D-7-11-8-10-D	1	1	0	1	1	0	991.67	7500.00	44,020,584.43	0	0
235	D-7-12-8-10-D	1	1	0	1	0	1	1019.72	10000.00	47,726,122.30	0	0
236	D-7-12-11-8-D	1	1	0	0	1	1	1020.28	7500.00	44,198,629.71	0	0
237	D-7-9-11-10-D	1	0	1	1	1	0	1004.61	7500.00	43,967,908.50	0	0
238	D-7-12-9-10-D	1	0	1	1	0	1	1030.61	10000.00	47,666,483.50	0	0
239	D-7-12-11-9-D	1	0	1	0	1	1	1033.83	7500.00	43,956,455.32	0	0
240	D-7-10-11-12-D	1	0	0	1	1	1	950.78	19500.00	56,880,071.63	0	0
241	D-9-8-11-10-D	0	1	1	1	1	0	994.00	7500.00	45,480,591.68	0	0
242	D-9-8-10-12-D	0	1	1	1	0	1	1038.17	10000.00	49,185,372.47	0	0
243	D-9-8-11-12-D	0	1	1	0	1	1	1029.89	7500.00	45,662,359.69	0	0
244	D-8-10-11-12-D	0	1	0	1	1	1	1014.39	19500.00	58,416,175.00	0	0
245	D-9-10-11-12-D	0	0	1	1	1	1	1028.06	19500.00	58,737,783.53	0	0
246	D-7-9-8-11-10-D	1	1	1	1	1	0	1015.67	7500.00	52,815,523.33	0	0
247	D-7-12-10-8-9-D	1	1	1	1	0	1	1053.17	19500.00	65,002,811.65	0	0
248	D-7-12-11-8-9-D	1	1	1	0	1	1	1044.89	7500.00	52,800,012.18	0	0

249	D-7-12-11-10-8-D	1	1	0	1	1	1	1029.39	19500.00	65,563,247.88	0	0	
250	D-7-12-11-10-9-D	1	0	1	1	1	1	1043.06	19500.00	65,562,478.86	0	0	
251	D-9-8-10-11-12-D	0	1	1	1	1	1	1039.00	19500.00	67,619,911.52	0	0	
252	D-7-12-11-10-8-9-D	1	1	1	1	1	1	1054.00	19500.00	74,616,447.29	0	0	
		1	1	1	1	1	1						69,556,491

### Optimasi Pemilihan Rute Cluster III

No	Route	Receiving Terminal served by ship			Route distance (nm)	LNGC size (m3)	Investment Cost (US\$/year)	Xr	Route Selection
		13	14	15					
1	T-13-T	1	0	0	567.78	2500.00	12,033,330.51	0	0.00
2	T-14-T	0	1	0	643.33	2500.00	13,796,570.14	0	0.00
3	T-15-T	0	0	1	934.44	2500.00	21,735,415.79	0	0.00
4	T-13-14-T	1	1	0	724.44	2500.00	21,735,415.79	0	0.00
5	T-13-15-T	1	0	1	960.00	2500.00	19,128,354.37	0	0.00
6	T-14-15-T	0	1	1	1033.33	2500.00	20,682,731.83	0	0.00
7	T-13-15- 14-T	1	1	1	1058.89	2500.00	28,895,421.39	1	28,895,421.39
8	D-13-D	1	0	0	1535.56	2500.00	12,297,896.60	0	0.00
9	D-14-D	0	1	0	1676.67	2500.00	13,943,954.83	0	0.00
10	D-15-D	0	0	1	1525.56	2500.00	11,217,348.05	0	0.00
11	D-13-14-D	1	1	0	1725.00	2500.00	22,151,652.08	0	0.00
12	D-13-15-D	1	0	1	1739.44	2500.00	19,452,607.30	0	0.00
13	D-14-15-D	0	1	1	1845.56	2500.00	20,904,772.94	0	0.00

14	D-13-14- 15-D	1	1	1	1893.89	2500.00	29,351,951.28	0	0.00
		1	1	1					28,895,421.39

Optimasi

No	Route	Receiving Terminal served by ship															LNGC size (m³)	Investment Cost (US\$)	Xr	Route Selection
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15				
1	T-7-4-5-6-3-2-1-T	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10000.00	65,498,422.86	0	-
2	T-14-15-12-11-10-8-9-13-T	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	19500.00	92,917,657.03	0	-
3	T-12-7-4-5-6-3-2-1-T	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	19500.00	83,914,204.03	0	-
4	T-13-14-15-11-10-8-9-T	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	1	1	1	19500.00	81,976,743.57	0	-
5	T-2-1-3-4-5-6-12-7-9-T	1	1	1	1	1	1	1	0	1	0	0	1	0	0	0	19500.00	93,126,995.36	0	-
6	T-13-14-15-9-T	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	1	7500.00	38,184,808.43	0	-
7	D-7-4-5-6-3-2-1-D	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10000.00	65,529,048.36	0	-
8	D-12-11-10-8-9-13-14-15-D	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	19500.00	93,176,150.03	0	-
9	D-1-2-3-4-5-6-12-7-D	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	19500.00	83,952,491.04	0	-
10	D-10-11-8-9-13-14-15-D	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	1	1	1	19500.00	82,226,957.94	0	-



11	D-1-2-3-4-5-6-12-9-7-D	1	1	1	1	1	1	1	0	1	0	0	1	0	0	0	19500.00	93,195,243.47	0	-
12	D-10-11-8-13-14-15-D	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	1	1	19500.00	73,475,564.73	0	-
13	T-13-15-14-T	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2500.00	28,895,421.39	1	28,895,421.39
14	D-2-1-3-5-6-4-D	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7500.00	55,706,098.60	1	55,706,098.60
15	T-7-T	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2500.00	10,810,673.40	0	-
16	T-8-T	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2500.00	12,498,659.93	0	-
17	T-9-T	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	2500.00	12,758,171.82	0	-
18	T-10-T	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	7500.00	18,032,104.11	0	-
19	T-11-T	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	2500.00	13,766,831.48	0	-
20	T-12-T	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	7500.00	18,240,547.03	0	-
21	T-7-8-T	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	2500.00	19,834,718.61	0	-
22	T-7-9-T	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	2500.00	19,940,076.94	0	-
23	T-7-10-T	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	7500.00	25,362,706.98	0	-
24	T-7-11-T	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	2500.00	20,995,320.16	0	-
25	T-7-12-T	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	7500.00	25,377,681.15	0	-

26	T-8-9-T	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	2500.00	21,437,151.10	0	-
27	T-8-10-T	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	7500.00	27,040,365.47	0	-
28	T-8-11-T	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	2500.00	22,641,938.82	0	-
29	T-8-12-T	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	7500.00	27,082,360.32	0	-
30	T-9-10-T	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	7500.00	26,974,133.54	0	-
31	T-9-11-T	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	2500.00	22,538,059.47	0	-
32	T-9-12-T	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	7500.00	26,996,018.79	0	-
33	T-10-11-T	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	7500.00	27,941,377.71	0	-
34	T-10-12-T	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	10000.00	31,412,274.30	0	-
35	T-11-12-T	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	7500.00	28,300,272.80	0	-
36	T-7-8-9-T	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	2500.00	28,521,406.54	1	28,521,406.54
37	T-7-10-8-T	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0	7500.00	34,212,356.36	0	-
38	T-7-11-8-T	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	0	2500.00	29,942,428.41	0	-
39	T-7-12-8-T	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	0	0	7500.00	34,211,704.67	0	-
40	T-7-10-9-T	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	7500.00	34,123,501.35	0	-

41	T-7-11-9-T	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	2500.00	29,988,218.15	0	-
42	T-7-12-9-T	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	7500.00	34,121,459.86	0	-
43	T-7-10-11-T	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0	0	0	7500.00	35,114,193.71	0	-
44	T-7-12-10-T	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	0	0	0	10000.00	38,596,035.57	0	-
45	T-7-12-11-T	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0	7500.00	34,923,592.41	0	-
46	T-10-8-9-T	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	7500.00	35,792,752.46	0	-
47	T-9-8-11-T	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0	2500.00	31,622,904.45	0	-
48	T-9-8-12-T	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	0	7500.00	35,813,432.72	0	-
49	T-8-11-10-T	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	7500.00	36,590,690.72	0	-
50	T-8-10-12-T	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	10000.00	40,274,656.21	0	-
51	T-8-11-12-T	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0	0	7500.00	37,160,624.01	0	-
52	T-9-11-10-T	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	7500.00	36,521,081.63	0	-
53	T-9-10-12-T	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0	10000.00	40,195,013.51	0	-
54	T-9-11-12-T	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	7500.00	36,876,903.98	0	-
55	T-10-11-12-T	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	10000.00	41,035,084.03	1	41,035,084.03

56	T-7-10-8-9-T	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	7500.00	43,140,681.35	0	-
57	T-7-11-8-9-T	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	0	0	0	0	2500.00	38,752,526.87	0	-
58	T-7-12-9-8-T	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	7500.00	43,172,524.04	0	-
59	T-7-10-11-8-T	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	0	0	0	0	7500.00	43,958,266.16	0	-
60	T-7-12-10-8-T	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	1	0	0	0	10000.00	47,655,749.89	0	-
61	T-7-12-11-8-T	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	0	7500.00	44,140,740.55	0	-
62	T-7-10-11-9-T	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	7500.00	43,885,975.43	0	-
63	T-7-12-10-9-T	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0	0	0	10000.00	47,573,480.62	0	-
64	T-7-12-11-9-T	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	0	7500.00	43,880,297.13	0	-
65	T-7-12-11-10-T	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	1	0	0	0	19500.00	56,859,251.24	0	-
66	T-9-8-10-11-T	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	7500.00	45,357,105.02	0	-
67	T-9-8-10-12-T	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	0	0	0	10000.00	49,052,319.61	0	-
68	T-9-8-11-12-T	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	0	0	0	7500.00	45,564,154.87	0	-
69	T-8-10-11-12-T	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	19500.00	58,338,520.58	0	-
70	T-9-10-11-12-T	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	19500.00	58,641,559.57	0	-

71	T-7-11-10-8-9-T	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	7500.00	52,735,925.74	0	-
72	T-7-12-10-8-9-T	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	1	0	0	0	10000.00	56,315,760.72	0	-
73	T-7-12-11-8-9-T	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	1	0	0	0	7500.00	52,719,699.91	0	-
74	T-7-12-11-10-8-T	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1	0	0	0	19500.00	65,563,247.88	0	-
75	T-7-12-11-10-9-T	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1	0	0	0	19500.00	65,485,143.31	0	-
76	T-9-8-10-11-12-T	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	19500.00	67,521,014.67	0	-
77	T-7-12-11-10-8-9-T	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	19500.00	74,537,076.59	0	-
78	D-7-D	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2500.00	10,804,492.75	0	-
79	D-8-D	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2500.00	12,524,726.77	0	-
80	D-9-D	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	2500.00	12,778,219.31	0	-
81	D-10-D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	7500.00	18,075,520.98	0	-
82	D-11-D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	2500.00	13,809,079.12	0	-
83	D-12-D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	7500.00	18,255,657.42	0	-
84	D-7-8-D	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	2500.00	19,858,252.62	0	-
85	D-7-9-D	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	2500.00	19,965,869.26	0	-

86	D-7-10-D	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	7500.00	25,375,915.82	0	-
87	D-7-11-D	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	2500.00	21,012,513.72	0	-
88	D-7-12-D	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	7500.00	25,376,609.13	0	-
89	D-8-9-D	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	2500.00	21,481,822.13	0	-
90	D-8-10-D	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	7500.00	27,120,479.93	0	-
91	D-8-11-D	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	2500.00	22,726,022.05	0	-
92	D-8-12-D	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	7500.00	27,142,533.91	0	-
93	D-9-10-D	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	7500.00	27,067,909.90	0	-
94	D-9-11-D	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	2500.00	22,629,025.94	0	-
95	D-9-12-D	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	7500.00	27,066,944.50	0	-
96	D-10-11-D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	7500.00	28,000,783.02	0	-
97	D-10-12-D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	10000.00	31,462,516.49	0	-
98	D-11-12-D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	7500.00	28,338,856.64	0	-
99	D-7-9-8-D	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	2500.00	28,560,973.26	0	-
100	D-7-10-8-D	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	7500.00	34,264,043.11	0	-

101	D-7-11-8-D	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	2500.00	30,002,333.16	0	-
102	D-7-12-8-D	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	0	0	0	7500.00	34,258,222.74	0	-
103	D-7-10-9-D	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	7500.00	34,189,966.68	0	-
104	D-7-9-11-D	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	2500.00	30,063,252.28	0	-
105	D-7-12-9-D	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	7500.00	34,181,001.72	0	-
106	D-7-11-10-D	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0	0	0	7500.00	35,134,549.35	0	-
107	D-7-12-10-D	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	0	0	0	10000.00	38,617,043.92	0	-
108	D-7-12-11-D	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0	10000.00	34,923,592.41	0	-
109	D-10-8-9-D	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	7500.00	35,892,922.66	0	-
110	D-9-8-11-D	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0	2500.00	31,736,612.53	0	-
111	D-8-9-12-D	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	0	7500.00	35,888,474.23	0	-
112	D-10-8-11-D	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	7500.00	36,691,623.46	0	-
113	D-10-8-12-D	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	10000.00	40,373,022.70	0	-
114	D-8-11-12-D	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0	0	7500.00	37,211,391.88	0	-
115	D-10-9-11-D	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	7500.00	36,640,111.75	0	-

116	D-10-9-12-D	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0	10000.00	40,314,395.01	0	-
117	D-9-11-12-D	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	7500.00	36,965,617.59	0	-
118	D-10-11-12-D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	10000.00	41,092,025.17	0	-
119	D-7-9-8-10-D	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	7500.00	43,210,324.46	0	-
120	D-7-9-8-11-D	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	0	0	0	0	2500.00	38,840,302.64	0	-
121	D-7-12-9-8-D	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	7500.00	43,221,109.58	0	-
122	D-7-11-8-10-D	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	0	0	0	0	7500.00	44,020,584.43	0	-
123	D-7-12-8-10-D	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	1	0	0	0	10000.00	47,726,122.30	0	-
124	D-7-12-11-8-D	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	0	7500.00	44,198,629.71	0	-
125	D-7-9-11-10-D	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	7500.00	43,967,908.50	0	-
126	D-7-12-9-10-D	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0	0	0	10000.00	47,666,483.50	0	-
127	D-7-12-11-9-D	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	0	7500.00	43,956,455.32	0	-
128	D-7-10-11-12-D	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	1	0	0	0	19500.00	56,880,071.63	0	-
129	D-9-8-11-10-D	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	7500.00	45,480,591.68	0	-
130	D-9-8-10-12-D	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	0	0	0	10000.00	49,185,372.47	0	-



131	D-9-8-11-12-D	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	0	0	0	7500.00	45,662,359.69	0	-
132	D-8-10-11-12-D	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	19500.00	58,416,175.00	0	-
133	D-9-10-11-12-D	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	19500.00	58,737,783.53	0	-
134	D-7-9-8-11-10-D	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	7500.00	52,815,523.33	0	-
135	D-7-12-10-8-9-D	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	1	0	0	0	19500.00	65,002,811.65	0	-
136	D-7-12-11-8-9-D	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	1	0	0	0	7500.00	52,800,012.18	0	-
137	D-7-12-11-10-8-D	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1	0	0	0	19500.00	65,563,247.88	0	-
138	D-7-12-11-10-9-D	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1	0	0	0	19500.00	65,562,478.86	0	-
139	D-9-8-10-11-12-D	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	19500.00	67,619,911.52	0	-
140	D-7-12-11-10-8-9-D	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	19500.00	74,616,447.29	0	-
		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				154,158,010.57

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

**LAMPIRAN D**

**KAJIAN EKONOMIS**

Ringkasan Hasil Perhitungan Kajian Ekonomis

<b>Margin (USD)</b>	<b>IRR</b>	<b>PP (year)</b>	<b>NPV</b>	<b>PI</b>
<b>1.75</b>	4.89%	12.3	\$ (1,080,065.63)	0.99
<b>2</b>	10.36%	8.7	\$ 59,897,960.64	1.44
<b>2.25</b>	15.00%	6.9	\$ 120,864,129.91	1.89
<b>2.5</b>	19.23%	5.9	\$ 181,821,999.28	2.34
<b>2.75</b>	23.24%	5.1	\$ 242,705,729.47	2.79
<b>3</b>	27.12%	4.6	\$ 303,394,954.41	3.24

**MARGIN 1.75 USD**

INPUT	
CAPEX	\$ 135,263,000
OPEX	\$ 18,895,011
LNG Purchase /mmbtu	\$ 8
Margin per mmbtu	\$ 1.75
LNG Selling /mmbtu	\$ 9.75
Annual Revenue	\$ 45,628,363
Depreciation	\$ 5,410,520

LOANS	
Investation	\$ 135,263,000
Loans Percentage	60
Loans Periode	20
Loans	\$ 81,157,800
Interest	10.25

OUTPUT	
IRR	4.89%
PP	12.3

Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
1	\$ 9,695,941.06	\$ 1,377,266.56	\$ 8,318,674.50	\$ 79,780,533.44
2	\$ 9,695,941.06	\$ 1,518,436.39	\$ 8,177,504.68	\$ 78,262,097.05
3	\$ 9,695,941.06	\$ 1,674,076.12	\$ 8,021,864.95	\$ 76,588,020.93
4	\$ 9,695,941.06	\$ 1,845,668.92	\$ 7,850,272.15	\$ 74,742,352.01
5	\$ 9,695,941.06	\$ 2,034,849.98	\$ 7,661,091.08	\$ 72,707,502.03
6	\$ 9,695,941.06	\$ 2,243,422.11	\$ 7,452,518.96	\$ 70,464,079.93
7	\$ 9,695,941.06	\$ 2,473,372.87	\$ 7,222,568.19	\$ 67,990,707.05
8	\$ 9,695,941.06	\$ 2,726,893.59	\$ 6,969,047.47	\$ 65,263,813.46
9	\$ 9,695,941.06	\$ 3,006,400.18	\$ 6,689,540.88	\$ 62,257,413.28
10	\$ 9,695,941.06	\$ 3,314,556.20	\$ 6,381,384.86	\$ 58,942,857.08
11	\$ 9,695,941.06	\$ 3,654,298.21	\$ 6,041,642.85	\$ 55,288,558.86
12	\$ 9,695,941.06	\$ 4,028,863.78	\$ 5,667,077.28	\$ 51,259,695.08
13	\$ 9,695,941.06	\$ 4,441,822.32	\$ 5,254,118.75	\$ 46,817,872.77
14	\$ 9,695,941.06	\$ 4,897,109.11	\$ 4,798,831.96	\$ 41,920,763.66
15	\$ 9,695,941.06	\$ 5,399,062.79	\$ 4,296,878.28	\$ 36,521,700.87
16	\$ 9,695,941.06	\$ 5,952,466.72	\$ 3,743,474.34	\$ 30,569,234.15
17	\$ 9,695,941.06	\$ 6,562,594.56	\$ 3,133,346.50	\$ 24,006,639.58
18	\$ 9,695,941.06	\$ 7,235,260.51	\$ 2,460,680.56	\$ 16,771,379.08
19	\$ 9,695,941.06	\$ 7,976,874.71	\$ 1,719,066.36	\$ 8,794,504.37
20	\$ 9,695,941.06	\$ 8,794,504.37	\$ 901,436.70	\$ (0.00)

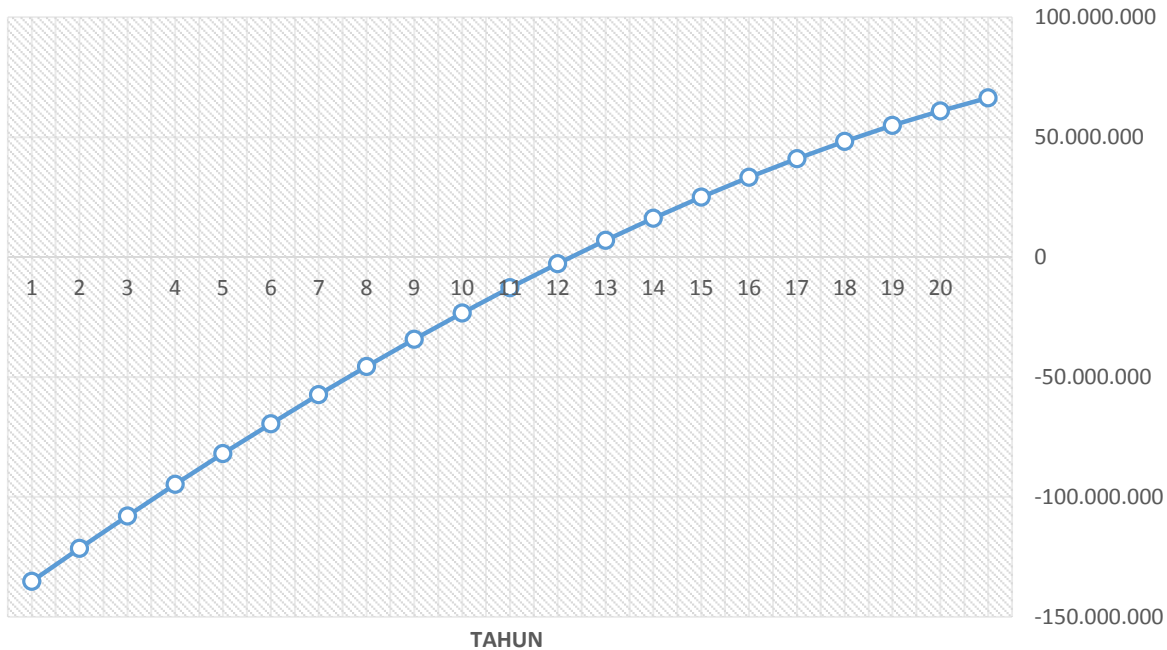
**MARGIN 1.75 USD**

Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
0	\$ (135,263,000)						
1		\$ 45,628,363	\$ 18,895,011	\$ 8,318,675	\$ 5,410,520	\$ 13,004,157	\$ 3,237,885
2		\$ 45,628,363	\$ 19,272,911	\$ 8,177,505	\$ 5,410,520	\$ 12,767,427	\$ 3,178,942
3		\$ 45,628,363	\$ 19,658,369	\$ 8,021,865	\$ 5,410,520	\$ 12,537,609	\$ 3,121,720
4		\$ 45,628,363	\$ 20,051,536	\$ 7,850,272	\$ 5,410,520	\$ 12,316,034	\$ 3,066,551
5		\$ 45,628,363	\$ 20,452,567	\$ 7,661,091	\$ 5,410,520	\$ 12,104,184	\$ 3,013,802
6		\$ 45,628,363	\$ 20,861,618	\$ 7,452,519	\$ 5,410,520	\$ 11,903,705	\$ 2,963,885
7		\$ 45,628,363	\$ 21,278,851	\$ 7,222,568	\$ 5,410,520	\$ 11,716,423	\$ 2,917,254
8		\$ 45,628,363	\$ 21,704,428	\$ 6,969,047	\$ 5,410,520	\$ 11,544,367	\$ 2,874,414
9		\$ 45,628,363	\$ 22,138,516	\$ 6,689,541	\$ 5,410,520	\$ 11,389,785	\$ 2,835,925
10		\$ 45,628,363	\$ 22,581,287	\$ 6,381,385	\$ 5,410,520	\$ 11,255,171	\$ 2,802,408
11		\$ 45,628,363	\$ 23,032,912	\$ 6,041,643	\$ 5,410,520	\$ 11,143,287	\$ 2,774,550
12		\$ 45,628,363	\$ 23,493,571	\$ 5,667,077	\$ 5,410,520	\$ 11,057,195	\$ 2,753,114
13		\$ 45,628,363	\$ 23,963,442	\$ 5,254,119	\$ 5,410,520	\$ 11,000,282	\$ 2,738,943
14		\$ 45,628,363	\$ 24,442,711	\$ 4,798,832	\$ 5,410,520	\$ 10,976,300	\$ 2,732,972
15		\$ 45,628,363	\$ 24,931,565	\$ 4,296,878	\$ 5,410,520	\$ 10,989,399	\$ 2,736,234
16		\$ 45,628,363	\$ 25,430,196	\$ 3,743,474	\$ 5,410,520	\$ 11,044,172	\$ 2,749,872
17		\$ 45,628,363	\$ 25,938,800	\$ 3,133,346	\$ 5,410,520	\$ 11,145,696	\$ 2,775,150
18		\$ 45,628,363	\$ 26,457,576	\$ 2,460,681	\$ 5,410,520	\$ 11,299,586	\$ 2,813,467
19		\$ 45,628,363	\$ 26,986,728	\$ 1,719,066	\$ 5,410,520	\$ 11,512,048	\$ 2,866,367
20		\$ 45,628,363	\$ 27,526,462	\$ 901,437	\$ 5,410,520	\$ 11,789,943	\$ 2,935,560

**MARGIN 1.75 USD**

Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Cummulative Cash Flow	Payback Period		Discount factor 5%	Cash Flow Discounted
0			\$ (135,263,000)	\$ (135,263,000)			\$ 1.00	\$ (135,263,000)
1	\$ 15,176,792	\$ 1,377,267	\$ 13,799,525	\$ (121,463,475)	0	0	\$ 0.95	\$ 13,142,405
2	\$ 14,999,005	\$ 1,518,436	\$ 13,480,568	\$ (107,982,906)	0	0	\$ 0.91	\$ 12,227,273
3	\$ 14,826,408	\$ 1,674,076	\$ 13,152,332	\$ (94,830,574)	0	0	\$ 0.86	\$ 11,361,479
4	\$ 14,660,003	\$ 1,845,669	\$ 12,814,334	\$ (82,016,239)	0	0	\$ 0.82	\$ 10,542,385
5	\$ 14,500,902	\$ 2,034,850	\$ 12,466,052	\$ (69,550,187)	0	0	\$ 0.78	\$ 9,767,478
6	\$ 14,350,340	\$ 2,243,422	\$ 12,106,918	\$ (57,443,270)	0	0	\$ 0.75	\$ 9,034,368
7	\$ 14,209,689	\$ 2,473,373	\$ 11,736,316	\$ (45,706,954)	0	0	\$ 0.71	\$ 8,340,781
8	\$ 14,080,473	\$ 2,726,894	\$ 11,353,579	\$ (34,353,375)	0	0	\$ 0.68	\$ 7,684,549
9	\$ 13,964,380	\$ 3,006,400	\$ 10,957,980	\$ (23,395,395)	0	0	\$ 0.64	\$ 7,063,611
10	\$ 13,863,283	\$ 3,314,556	\$ 10,548,727	\$ (12,846,668)	0	0	\$ 0.61	\$ 6,476,003
11	\$ 13,779,257	\$ 3,654,298	\$ 10,124,959	\$ (2,721,709)	0	0	\$ 0.58	\$ 5,919,854
12	\$ 13,714,600	\$ 4,028,864	\$ 9,685,737	\$ 6,964,028	1	12.281	\$ 0.56	\$ 5,393,381
13	\$ 13,671,858	\$ 4,441,822	\$ 9,230,036	\$ 16,194,063	2	0	\$ 0.53	\$ 4,894,885
14	\$ 13,653,847	\$ 4,897,109	\$ 8,756,738	\$ 24,950,802	3	0	\$ 0.51	\$ 4,422,748
15	\$ 13,663,685	\$ 5,399,063	\$ 8,264,622	\$ 33,215,424	4	0	\$ 0.48	\$ 3,975,425
16	\$ 13,704,820	\$ 5,952,467	\$ 7,752,353	\$ 40,967,778	5	0	\$ 0.46	\$ 3,551,442
17	\$ 13,781,066	\$ 6,562,595	\$ 7,218,471	\$ 48,186,249	6	0	\$ 0.44	\$ 3,149,395
18	\$ 13,896,639	\$ 7,235,261	\$ 6,661,378	\$ 54,847,627	7	0	\$ 0.42	\$ 2,767,940
19	\$ 14,056,201	\$ 7,976,875	\$ 6,079,326	\$ 60,926,953	8	0	\$ 0.40	\$ 2,405,796
20	\$ 14,264,903	\$ 8,794,504	\$ 5,470,399	\$ 66,397,352	9	0	\$ 0.38	\$ 2,061,736
							NPV	\$ (1,080,066)

## PAYBACK PERIOD MARGIN US\$ 1.75



**MARGIN 2 USD**

INPUT	
CAPEX	\$ 135,263,000
OPEX	\$ 18,895,011
LNG Purchase /mmbtu	\$ 8
Margin per mmbtu	\$ 2.00
LNG Selling /mmbtu	\$ 10.00
Annual Revenue	\$ 52,146,700
Depreciation	\$ 5,410,520

LOANS	
Investation	\$ 135,263,000
Loans Percentage	60
Loans Periode	20
Loans	\$ 81,157,800
Interest	10.25

OUTPUT	
IRR	10.36%
PP	8.7

Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
1	\$ 9,695,941.06	\$ 1,377,266.56	\$ 8,318,674.50	\$ 79,780,533.44
2	\$ 9,695,941.06	\$ 1,518,436.39	\$ 8,177,504.68	\$ 78,262,097.05
3	\$ 9,695,941.06	\$ 1,674,076.12	\$ 8,021,864.95	\$ 76,588,020.93
4	\$ 9,695,941.06	\$ 1,845,668.92	\$ 7,850,272.15	\$ 74,742,352.01
5	\$ 9,695,941.06	\$ 2,034,849.98	\$ 7,661,091.08	\$ 72,707,502.03
6	\$ 9,695,941.06	\$ 2,243,422.11	\$ 7,452,518.96	\$ 70,464,079.93
7	\$ 9,695,941.06	\$ 2,473,372.87	\$ 7,222,568.19	\$ 67,990,707.05
8	\$ 9,695,941.06	\$ 2,726,893.59	\$ 6,969,047.47	\$ 65,263,813.46
9	\$ 9,695,941.06	\$ 3,006,400.18	\$ 6,689,540.88	\$ 62,257,413.28
10	\$ 9,695,941.06	\$ 3,314,556.20	\$ 6,381,384.86	\$ 58,942,857.08
11	\$ 9,695,941.06	\$ 3,654,298.21	\$ 6,041,642.85	\$ 55,288,558.86
12	\$ 9,695,941.06	\$ 4,028,863.78	\$ 5,667,077.28	\$ 51,259,695.08
13	\$ 9,695,941.06	\$ 4,441,822.32	\$ 5,254,118.75	\$ 46,817,872.77
14	\$ 9,695,941.06	\$ 4,897,109.11	\$ 4,798,831.96	\$ 41,920,763.66
15	\$ 9,695,941.06	\$ 5,399,062.79	\$ 4,296,878.28	\$ 36,521,700.87
16	\$ 9,695,941.06	\$ 5,952,466.72	\$ 3,743,474.34	\$ 30,569,234.15
17	\$ 9,695,941.06	\$ 6,562,594.56	\$ 3,133,346.50	\$ 24,006,639.58
18	\$ 9,695,941.06	\$ 7,235,260.51	\$ 2,460,680.56	\$ 16,771,379.08
19	\$ 9,695,941.06	\$ 7,976,874.71	\$ 1,719,066.36	\$ 8,794,504.37
20	\$ 9,695,941.06	\$ 8,794,504.37	\$ 901,436.70	\$ (0.00)



---



---

**MARGIN 2 USD**

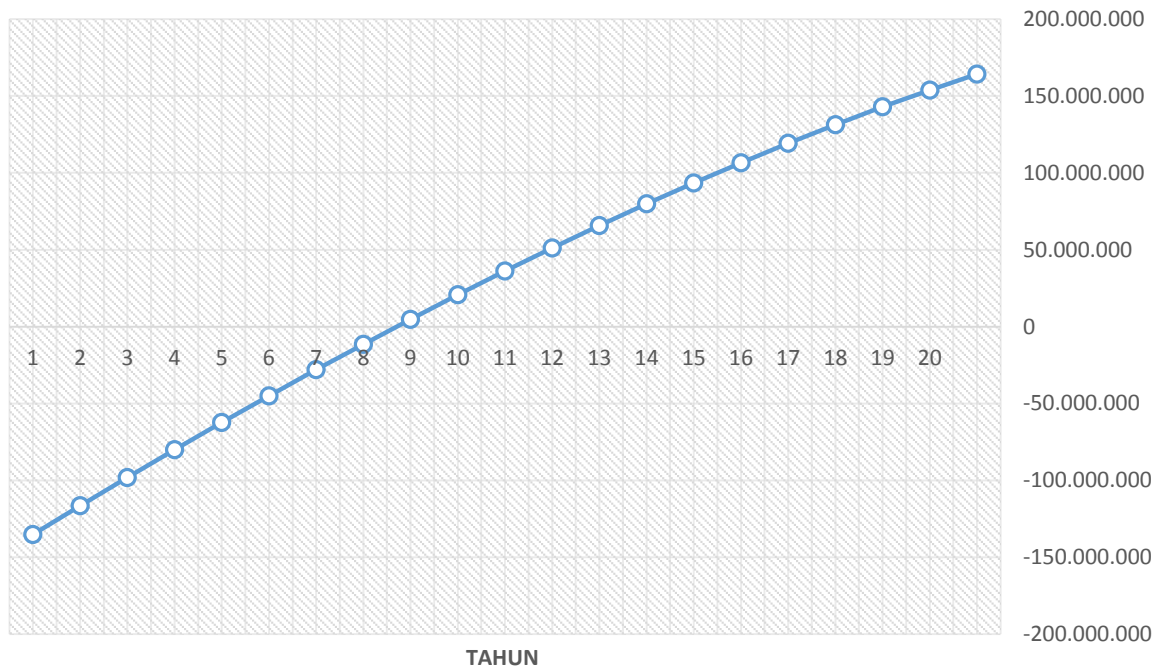
---

Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
0	\$ (135,263,000)						
1		\$ 52,146,700	\$ 18,895,011	\$ 8,318,675	\$ 5,410,520	\$ 19,522,495	\$ 4,863,345
2		\$ 52,146,700	\$ 19,272,911	\$ 8,177,505	\$ 5,410,520	\$ 19,285,765	\$ 4,804,372
3		\$ 52,146,700	\$ 19,658,369	\$ 8,021,865	\$ 5,410,520	\$ 19,055,946	\$ 4,747,120
4		\$ 52,146,700	\$ 20,051,536	\$ 7,850,272	\$ 5,410,520	\$ 18,834,371	\$ 4,691,923
5		\$ 52,146,700	\$ 20,452,567	\$ 7,661,091	\$ 5,410,520	\$ 18,622,522	\$ 4,639,148
6		\$ 52,146,700	\$ 20,861,618	\$ 7,452,519	\$ 5,410,520	\$ 18,422,043	\$ 4,589,206
7		\$ 52,146,700	\$ 21,278,851	\$ 7,222,568	\$ 5,410,520	\$ 18,234,761	\$ 4,542,551
8		\$ 52,146,700	\$ 21,704,428	\$ 6,969,047	\$ 5,410,520	\$ 18,062,705	\$ 4,499,689
9		\$ 52,146,700	\$ 22,138,516	\$ 6,689,541	\$ 5,410,520	\$ 17,908,123	\$ 4,461,181
10		\$ 52,146,700	\$ 22,581,287	\$ 6,381,385	\$ 5,410,520	\$ 17,773,508	\$ 4,427,646
11		\$ 52,146,700	\$ 23,032,912	\$ 6,041,643	\$ 5,410,520	\$ 17,661,625	\$ 4,399,774
12		\$ 52,146,700	\$ 23,493,571	\$ 5,667,077	\$ 5,410,520	\$ 17,575,532	\$ 4,378,327
13		\$ 52,146,700	\$ 23,963,442	\$ 5,254,119	\$ 5,410,520	\$ 17,518,619	\$ 4,364,149
14		\$ 52,146,700	\$ 24,442,711	\$ 4,798,832	\$ 5,410,520	\$ 17,494,637	\$ 4,358,175
15		\$ 52,146,700	\$ 24,931,565	\$ 4,296,878	\$ 5,410,520	\$ 17,507,737	\$ 4,361,438
16		\$ 52,146,700	\$ 25,430,196	\$ 3,743,474	\$ 5,410,520	\$ 17,562,509	\$ 4,375,083
17		\$ 52,146,700	\$ 25,938,800	\$ 3,133,346	\$ 5,410,520	\$ 17,664,033	\$ 4,400,374
18		\$ 52,146,700	\$ 26,457,576	\$ 2,460,681	\$ 5,410,520	\$ 17,817,923	\$ 4,438,710
19		\$ 52,146,700	\$ 26,986,728	\$ 1,719,066	\$ 5,410,520	\$ 18,030,386	\$ 4,491,638
20		\$ 52,146,700	\$ 27,526,462	\$ 901,437	\$ 5,410,520	\$ 18,308,281	\$ 4,560,866

**MARGIN 2 USD**

Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Cummulative Cash Flow	Payback Periode		Discount factor 5%	Cash Flow Discounted
0			\$ (135,263,000)	\$ (135,263,000)			\$ 1.00	\$ (135,263,000)
1	\$ 20,069,670	\$ 1,377,267	\$ 18,692,404	\$ (116,570,596)	0	0	\$ 0.95	\$ 17,802,289
2	\$ 19,891,913	\$ 1,518,436	\$ 18,373,476	\$ (98,197,120)	0	0	\$ 0.91	\$ 16,665,285
3	\$ 19,719,346	\$ 1,674,076	\$ 18,045,269	\$ (80,151,850)	0	0	\$ 0.86	\$ 15,588,182
4	\$ 19,552,969	\$ 1,845,669	\$ 17,707,300	\$ (62,444,551)	0	0	\$ 0.82	\$ 14,567,839
5	\$ 19,393,894	\$ 2,034,850	\$ 17,359,044	\$ (45,085,507)	0	0	\$ 0.78	\$ 13,601,265
6	\$ 19,243,357	\$ 2,243,422	\$ 16,999,935	\$ (28,085,572)	0	0	\$ 0.75	\$ 12,685,613
7	\$ 19,102,730	\$ 2,473,373	\$ 16,629,357	\$ (11,456,215)	0	0	\$ 0.71	\$ 11,818,174
8	\$ 18,973,535	\$ 2,726,894	\$ 16,246,642	\$ 4,790,427	1	8.70514	\$ 0.68	\$ 10,996,367
9	\$ 18,857,462	\$ 3,006,400	\$ 15,851,062	\$ 20,641,489	2	0	\$ 0.64	\$ 10,217,736
10	\$ 18,756,382	\$ 3,314,556	\$ 15,441,826	\$ 36,083,315	3	0	\$ 0.61	\$ 9,479,942
11	\$ 18,672,370	\$ 3,654,298	\$ 15,018,072	\$ 51,101,387	4	0	\$ 0.58	\$ 8,780,756
12	\$ 18,607,725	\$ 4,028,864	\$ 14,578,861	\$ 65,680,248	5	0	\$ 0.56	\$ 8,118,055
13	\$ 18,564,990	\$ 4,441,822	\$ 14,123,167	\$ 79,803,416	6	0	\$ 0.53	\$ 7,489,817
14	\$ 18,546,982	\$ 4,897,109	\$ 13,649,873	\$ 93,453,288	7	0	\$ 0.51	\$ 6,894,113
15	\$ 18,556,818	\$ 5,399,063	\$ 13,157,755	\$ 106,611,044	8	0	\$ 0.48	\$ 6,329,105
16	\$ 18,597,946	\$ 5,952,467	\$ 12,645,479	\$ 119,256,523	9	0	\$ 0.46	\$ 5,793,040
17	\$ 18,674,179	\$ 6,562,595	\$ 12,111,584	\$ 131,368,107	10	0	\$ 0.44	\$ 5,284,244
18	\$ 18,789,733	\$ 7,235,261	\$ 11,554,472	\$ 142,922,580	11	0	\$ 0.42	\$ 4,801,122
19	\$ 18,949,268	\$ 7,976,875	\$ 10,972,393	\$ 153,894,972	12	0	\$ 0.40	\$ 4,342,148
20	\$ 19,157,935	\$ 8,794,504	\$ 10,363,431	\$ 164,258,403	13	0	\$ 0.38	\$ 3,905,868
							NPV	\$ 59,897,961

## PAYBACK PERIOD MARGIN US\$ 2



**MARGIN 2.25 USD**

INPUT	
CAPEX	\$ 135,263,000
OPEX	\$ 18,895,011
LNG Purchase /mmbtu	\$ 8
Margin per mmbtu	\$ 2.25
LNG Selling /mmbtu	\$ 10.25
Annual Revenue	\$ 58,665,038
Depreciation	\$ 5,410,520

LOANS	
Investation	\$ 135,263,000
Loans Percentage	60
Loans Periode	20
Loans	\$ 81,157,800
Interest	10.25

OUTPUT	
IRR	15.00%
PP	6.9

Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
1	\$ 9,695,941.06	\$ 1,377,266.56	\$ 8,318,674.50	\$ 79,780,533.44
2	\$ 9,695,941.06	\$ 1,518,436.39	\$ 8,177,504.68	\$ 78,262,097.05
3	\$ 9,695,941.06	\$ 1,674,076.12	\$ 8,021,864.95	\$ 76,588,020.93
4	\$ 9,695,941.06	\$ 1,845,668.92	\$ 7,850,272.15	\$ 74,742,352.01
5	\$ 9,695,941.06	\$ 2,034,849.98	\$ 7,661,091.08	\$ 72,707,502.03
6	\$ 9,695,941.06	\$ 2,243,422.11	\$ 7,452,518.96	\$ 70,464,079.93
7	\$ 9,695,941.06	\$ 2,473,372.87	\$ 7,222,568.19	\$ 67,990,707.05
8	\$ 9,695,941.06	\$ 2,726,893.59	\$ 6,969,047.47	\$ 65,263,813.46
9	\$ 9,695,941.06	\$ 3,006,400.18	\$ 6,689,540.88	\$ 62,257,413.28
10	\$ 9,695,941.06	\$ 3,314,556.20	\$ 6,381,384.86	\$ 58,942,857.08
11	\$ 9,695,941.06	\$ 3,654,298.21	\$ 6,041,642.85	\$ 55,288,558.86
12	\$ 9,695,941.06	\$ 4,028,863.78	\$ 5,667,077.28	\$ 51,259,695.08
13	\$ 9,695,941.06	\$ 4,441,822.32	\$ 5,254,118.75	\$ 46,817,872.77
14	\$ 9,695,941.06	\$ 4,897,109.11	\$ 4,798,831.96	\$ 41,920,763.66
15	\$ 9,695,941.06	\$ 5,399,062.79	\$ 4,296,878.28	\$ 36,521,700.87
16	\$ 9,695,941.06	\$ 5,952,466.72	\$ 3,743,474.34	\$ 30,569,234.15
17	\$ 9,695,941.06	\$ 6,562,594.56	\$ 3,133,346.50	\$ 24,006,639.58
18	\$ 9,695,941.06	\$ 7,235,260.51	\$ 2,460,680.56	\$ 16,771,379.08
19	\$ 9,695,941.06	\$ 7,976,874.71	\$ 1,719,066.36	\$ 8,794,504.37
20	\$ 9,695,941.06	\$ 8,794,504.37	\$ 901,436.70	\$ (0.00)

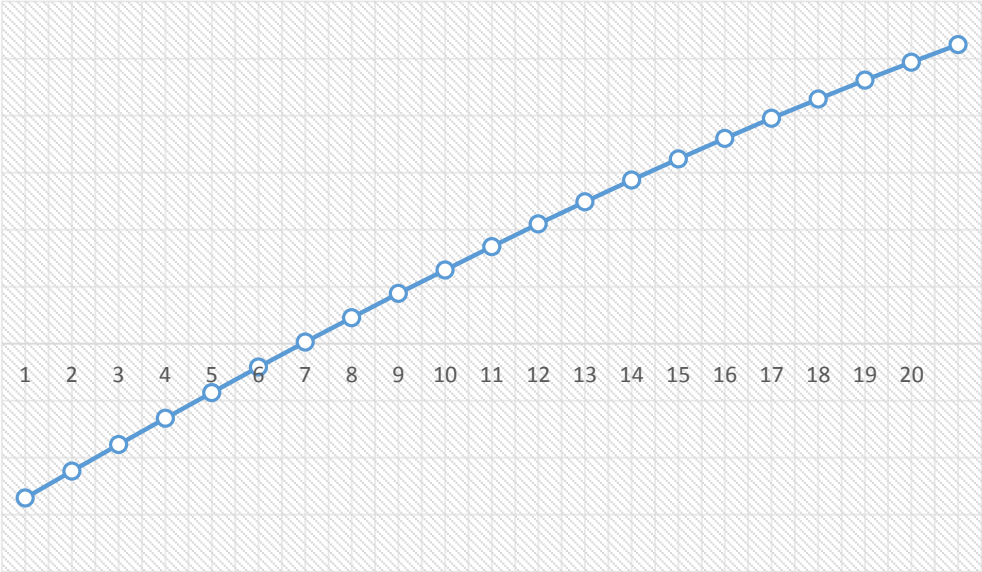
**MARGIN 2.25 USD**

Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
0	\$ (135,263,000)						
1		\$ 58,665,038	\$ 18,895,011	\$ 8,318,675	\$ 5,410,520	\$ 26,040,832	\$ 6,489,721
2		\$ 58,665,038	\$ 19,272,911	\$ 8,177,505	\$ 5,410,520	\$ 25,804,102	\$ 6,430,724
3		\$ 58,665,038	\$ 19,658,369	\$ 8,021,865	\$ 5,410,520	\$ 25,574,284	\$ 6,373,451
4		\$ 58,665,038	\$ 20,051,536	\$ 7,850,272	\$ 5,410,520	\$ 25,352,709	\$ 6,318,231
5		\$ 58,665,038	\$ 20,452,567	\$ 7,661,091	\$ 5,410,520	\$ 25,140,859	\$ 6,265,436
6		\$ 58,665,038	\$ 20,861,618	\$ 7,452,519	\$ 5,410,520	\$ 24,940,380	\$ 6,215,473
7		\$ 58,665,038	\$ 21,278,851	\$ 7,222,568	\$ 5,410,520	\$ 24,753,098	\$ 6,168,800
8		\$ 58,665,038	\$ 21,704,428	\$ 6,969,047	\$ 5,410,520	\$ 24,581,042	\$ 6,125,922
9		\$ 58,665,038	\$ 22,138,516	\$ 6,689,541	\$ 5,410,520	\$ 24,426,460	\$ 6,087,398
10		\$ 58,665,038	\$ 22,581,287	\$ 6,381,385	\$ 5,410,520	\$ 24,291,846	\$ 6,053,850
11		\$ 58,665,038	\$ 23,032,912	\$ 6,041,643	\$ 5,410,520	\$ 24,179,962	\$ 6,025,967
12		\$ 58,665,038	\$ 23,493,571	\$ 5,667,077	\$ 5,410,520	\$ 24,093,870	\$ 6,004,512
13		\$ 58,665,038	\$ 23,963,442	\$ 5,254,119	\$ 5,410,520	\$ 24,036,957	\$ 5,990,328
14		\$ 58,665,038	\$ 24,442,711	\$ 4,798,832	\$ 5,410,520	\$ 24,012,975	\$ 5,984,352
15		\$ 58,665,038	\$ 24,931,565	\$ 4,296,878	\$ 5,410,520	\$ 24,026,074	\$ 5,987,616
16		\$ 58,665,038	\$ 25,430,196	\$ 3,743,474	\$ 5,410,520	\$ 24,080,847	\$ 6,001,266
17		\$ 58,665,038	\$ 25,938,800	\$ 3,133,346	\$ 5,410,520	\$ 24,182,371	\$ 6,026,567
18		\$ 58,665,038	\$ 26,457,576	\$ 2,460,681	\$ 5,410,520	\$ 24,336,261	\$ 6,064,919
19		\$ 58,665,038	\$ 26,986,728	\$ 1,719,066	\$ 5,410,520	\$ 24,548,723	\$ 6,117,867
20		\$ 58,665,038	\$ 27,526,462	\$ 901,437	\$ 5,410,520	\$ 24,826,618	\$ 6,187,123

**MARGIN 2.25 USD**

Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Cummulative Cash Flow	Payback Period		Discount factor 5%		Cash Flow Discounted
0			\$ (135,263,000)	\$ (135,263,000)			\$ 1.00	\$ (135,263,000)	
1	\$ 24,961,632	\$ 1,377,267	\$ 23,584,365	\$ (111,678,635)	0	0	\$ 0.95	\$ 22,461,300	
2	\$ 24,783,898	\$ 1,518,436	\$ 23,265,461	\$ (88,413,174)	0	0	\$ 0.91	\$ 21,102,459	
3	\$ 24,611,353	\$ 1,674,076	\$ 22,937,277	\$ (65,475,897)	0	0	\$ 0.86	\$ 19,814,082	
4	\$ 24,444,998	\$ 1,845,669	\$ 22,599,329	\$ (42,876,568)	0	0	\$ 0.82	\$ 18,592,524	
5	\$ 24,285,944	\$ 2,034,850	\$ 22,251,094	\$ (20,625,474)	0	0	\$ 0.78	\$ 17,434,314	
6	\$ 24,135,427	\$ 2,243,422	\$ 21,892,005	\$ 1,266,530	1	6.94215	\$ 0.75	\$ 16,336,151	
7	\$ 23,994,818	\$ 2,473,373	\$ 21,521,445	\$ 22,787,975	2	0	\$ 0.71	\$ 15,294,889	
8	\$ 23,865,640	\$ 2,726,894	\$ 21,138,747	\$ 43,926,722	3	0	\$ 0.68	\$ 14,307,536	
9	\$ 23,749,582	\$ 3,006,400	\$ 20,743,182	\$ 64,669,904	4	0	\$ 0.64	\$ 13,371,240	
10	\$ 23,648,516	\$ 3,314,556	\$ 20,333,960	\$ 85,003,864	5	0	\$ 0.61	\$ 12,483,287	
11	\$ 23,564,515	\$ 3,654,298	\$ 19,910,217	\$ 104,914,081	6	0	\$ 0.58	\$ 11,641,091	
12	\$ 23,499,878	\$ 4,028,864	\$ 19,471,014	\$ 124,385,095	7	0	\$ 0.56	\$ 10,842,189	
13	\$ 23,457,148	\$ 4,441,822	\$ 19,015,326	\$ 143,400,421	8	0	\$ 0.53	\$ 10,084,233	
14	\$ 23,439,143	\$ 4,897,109	\$ 18,542,034	\$ 161,942,454	9	0	\$ 0.51	\$ 9,364,987	
15	\$ 23,448,978	\$ 5,399,063	\$ 18,049,915	\$ 179,992,369	10	0	\$ 0.48	\$ 8,682,318	
16	\$ 23,490,100	\$ 5,952,467	\$ 17,537,634	\$ 197,530,003	11	0	\$ 0.46	\$ 8,034,192	
17	\$ 23,566,323	\$ 6,562,595	\$ 17,003,729	\$ 214,533,731	12	0	\$ 0.44	\$ 7,418,670	
18	\$ 23,681,862	\$ 7,235,261	\$ 16,446,601	\$ 230,980,333	13	0	\$ 0.42	\$ 6,833,902	
19	\$ 23,841,376	\$ 7,976,875	\$ 15,864,501	\$ 246,844,834	14	0	\$ 0.40	\$ 6,278,122	
20	\$ 24,050,016	\$ 8,794,504	\$ 15,255,511	\$ 262,100,345	15	0	\$ 0.38	\$ 5,749,642	
							NPV	\$ 120,864,130	

# PAYBACK PERIOD MARGIN US\$ 2.25



TAHUN

\$300.000.000  
\$250.000.000  
\$200.000.000  
\$150.000.000  
\$100.000.000  
\$50.000.000  
\$-  
\$(50.000.000)  
\$(100.000.000)  
\$(150.000.000)  
\$(200.000.000)

**MARGIN 2.5 USD**

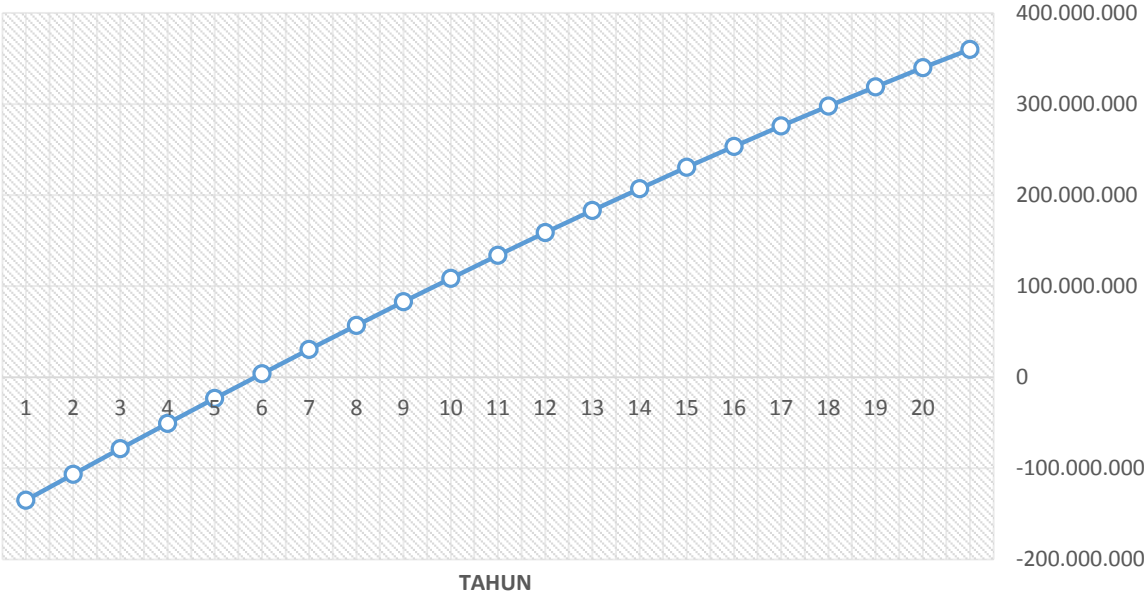
Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
0	\$ (135,263,000)						
1		\$ 65,183,375	\$ 18,895,011	\$ 8,318,675	\$ 5,410,520	\$ 32,559,170	\$ 8,116,739
2		\$ 65,183,375	\$ 19,272,911	\$ 8,177,505	\$ 5,410,520	\$ 32,322,440	\$ 8,057,724
3		\$ 65,183,375	\$ 19,658,369	\$ 8,021,865	\$ 5,410,520	\$ 32,092,621	\$ 8,000,432
4		\$ 65,183,375	\$ 20,051,536	\$ 7,850,272	\$ 5,410,520	\$ 31,871,046	\$ 7,945,195
5		\$ 65,183,375	\$ 20,452,567	\$ 7,661,091	\$ 5,410,520	\$ 31,659,197	\$ 7,892,382
6		\$ 65,183,375	\$ 20,861,618	\$ 7,452,519	\$ 5,410,520	\$ 31,458,718	\$ 7,842,405
7		\$ 65,183,375	\$ 21,278,851	\$ 7,222,568	\$ 5,410,520	\$ 31,271,436	\$ 7,795,717
8		\$ 65,183,375	\$ 21,704,428	\$ 6,969,047	\$ 5,410,520	\$ 31,099,380	\$ 7,752,825
9		\$ 65,183,375	\$ 22,138,516	\$ 6,689,541	\$ 5,410,520	\$ 30,944,798	\$ 7,714,289
10		\$ 65,183,375	\$ 22,581,287	\$ 6,381,385	\$ 5,410,520	\$ 30,810,183	\$ 7,680,730
11		\$ 65,183,375	\$ 23,032,912	\$ 6,041,643	\$ 5,410,520	\$ 30,698,300	\$ 7,652,839
12		\$ 65,183,375	\$ 23,493,571	\$ 5,667,077	\$ 5,410,520	\$ 30,612,207	\$ 7,631,376
13		\$ 65,183,375	\$ 23,963,442	\$ 5,254,119	\$ 5,410,520	\$ 30,555,294	\$ 7,617,188
14		\$ 65,183,375	\$ 24,442,711	\$ 4,798,832	\$ 5,410,520	\$ 30,531,312	\$ 7,611,210
15		\$ 65,183,375	\$ 24,931,565	\$ 4,296,878	\$ 5,410,520	\$ 30,544,412	\$ 7,614,475
16		\$ 65,183,375	\$ 25,430,196	\$ 3,743,474	\$ 5,410,520	\$ 30,599,184	\$ 7,628,130
17		\$ 65,183,375	\$ 25,938,800	\$ 3,133,346	\$ 5,410,520	\$ 30,700,708	\$ 7,653,439
18		\$ 65,183,375	\$ 26,457,576	\$ 2,460,681	\$ 5,410,520	\$ 30,854,598	\$ 7,691,802
19		\$ 65,183,375	\$ 26,986,728	\$ 1,719,066	\$ 5,410,520	\$ 31,067,061	\$ 7,744,768
20		\$ 65,183,375	\$ 27,526,462	\$ 901,437	\$ 5,410,520	\$ 31,344,956	\$ 7,814,045



**MARGIN 2.5 USD**

Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Cummulative Cash Flow	Payback Periode		Discount factor 5%	Cash Flow Discounted
0			\$ (135,263,000)	\$ (135,263,000)			\$ 1.00	\$ (135,263,000)
1	\$ 29,852,951	\$ 1,377,267	\$ 28,475,685	\$ (106,787,315)	0	0	\$ 0.95	\$ 27,119,700
2	\$ 29,675,236	\$ 1,518,436	\$ 28,156,800	\$ (78,630,516)	0	0	\$ 0.91	\$ 25,539,047
3	\$ 29,502,709	\$ 1,674,076	\$ 27,828,633	\$ (50,801,882)	0	0	\$ 0.86	\$ 24,039,420
4	\$ 29,336,372	\$ 1,845,669	\$ 27,490,703	\$ (23,311,180)	0	0	\$ 0.82	\$ 22,616,669
5	\$ 29,177,334	\$ 2,034,850	\$ 27,142,484	\$ 3,831,305	1	5.85884	\$ 0.78	\$ 21,266,847
6	\$ 29,026,833	\$ 2,243,422	\$ 26,783,411	\$ 30,614,716	2	0	\$ 0.75	\$ 19,986,194
7	\$ 28,886,239	\$ 2,473,373	\$ 26,412,866	\$ 57,027,582	3	0	\$ 0.71	\$ 18,771,131
8	\$ 28,757,075	\$ 2,726,894	\$ 26,030,182	\$ 83,057,764	4	0	\$ 0.68	\$ 17,618,251
9	\$ 28,641,029	\$ 3,006,400	\$ 25,634,629	\$ 108,692,393	5	0	\$ 0.64	\$ 16,524,310
10	\$ 28,539,973	\$ 3,314,556	\$ 25,225,417	\$ 133,917,810	6	0	\$ 0.61	\$ 15,486,218
11	\$ 28,455,981	\$ 3,654,298	\$ 24,801,683	\$ 158,719,492	7	0	\$ 0.58	\$ 14,501,030
12	\$ 28,391,351	\$ 4,028,864	\$ 24,362,487	\$ 183,081,979	8	0	\$ 0.56	\$ 13,565,944
13	\$ 28,348,626	\$ 4,441,822	\$ 23,906,803	\$ 206,988,783	9	0	\$ 0.53	\$ 12,678,288
14	\$ 28,330,622	\$ 4,897,109	\$ 23,433,513	\$ 230,422,296	10	0	\$ 0.51	\$ 11,835,516
15	\$ 28,340,456	\$ 5,399,063	\$ 22,941,393	\$ 253,363,689	11	0	\$ 0.48	\$ 11,035,202
16	\$ 28,381,574	\$ 5,952,467	\$ 22,429,108	\$ 275,792,797	12	0	\$ 0.46	\$ 10,275,033
17	\$ 28,457,789	\$ 6,562,595	\$ 21,895,195	\$ 297,687,991	13	0	\$ 0.44	\$ 9,552,801
18	\$ 28,573,316	\$ 7,235,261	\$ 21,338,055	\$ 319,026,046	14	0	\$ 0.42	\$ 8,866,403
19	\$ 28,732,813	\$ 7,976,875	\$ 20,755,938	\$ 339,781,985	15	0	\$ 0.40	\$ 8,213,830
20	\$ 28,941,431	\$ 8,794,504	\$ 20,146,927	\$ 359,928,911	16	0	\$ 0.38	\$ 7,593,165
							NPV	\$ 181,821,999

PAYBACK PERIOD MARGIN US\$ 2.5



**MARGIN 2.75 USD**

INPUT	
CAPEX	\$ 135,263,000
OPEX	\$ 18,895,011
LNG Purchase /mmbtu	\$ 8
Margin per mmbtu	\$ 2.75
LNG Selling /mmbtu	\$ 10.75
Annual Revenue	\$ 71,701,713
Depreciation	\$ 5,410,520
LOANS	
Investation	\$ 135,263,000
Loans Percentage	60
Loans Periode	20
Loans	\$ 81,157,800
Interest	10.25
OUTPUT	
IRR	23.24%
PP	5.1

Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
1	\$ 9,695,941.06	\$ 1,377,266.56	\$ 8,318,674.50	\$ 79,780,533.44
2	\$ 9,695,941.06	\$ 1,518,436.39	\$ 8,177,504.68	\$ 78,262,097.05
3	\$ 9,695,941.06	\$ 1,674,076.12	\$ 8,021,864.95	\$ 76,588,020.93
4	\$ 9,695,941.06	\$ 1,845,668.92	\$ 7,850,272.15	\$ 74,742,352.01
5	\$ 9,695,941.06	\$ 2,034,849.98	\$ 7,661,091.08	\$ 72,707,502.03
6	\$ 9,695,941.06	\$ 2,243,422.11	\$ 7,452,518.96	\$ 70,464,079.93
7	\$ 9,695,941.06	\$ 2,473,372.87	\$ 7,222,568.19	\$ 67,990,707.05
8	\$ 9,695,941.06	\$ 2,726,893.59	\$ 6,969,047.47	\$ 65,263,813.46
9	\$ 9,695,941.06	\$ 3,006,400.18	\$ 6,689,540.88	\$ 62,257,413.28
10	\$ 9,695,941.06	\$ 3,314,556.20	\$ 6,381,384.86	\$ 58,942,857.08
11	\$ 9,695,941.06	\$ 3,654,298.21	\$ 6,041,642.85	\$ 55,288,558.86
12	\$ 9,695,941.06	\$ 4,028,863.78	\$ 5,667,077.28	\$ 51,259,695.08
13	\$ 9,695,941.06	\$ 4,441,822.32	\$ 5,254,118.75	\$ 46,817,872.77
14	\$ 9,695,941.06	\$ 4,897,109.11	\$ 4,798,831.96	\$ 41,920,763.66
15	\$ 9,695,941.06	\$ 5,399,062.79	\$ 4,296,878.28	\$ 36,521,700.87
16	\$ 9,695,941.06	\$ 5,952,466.72	\$ 3,743,474.34	\$ 30,569,234.15
17	\$ 9,695,941.06	\$ 6,562,594.56	\$ 3,133,346.50	\$ 24,006,639.58
18	\$ 9,695,941.06	\$ 7,235,260.51	\$ 2,460,680.56	\$ 16,771,379.08
19	\$ 9,695,941.06	\$ 7,976,874.71	\$ 1,719,066.36	\$ 8,794,504.37
20	\$ 9,695,941.06	\$ 8,794,504.37	\$ 901,436.70	\$ (0.00)

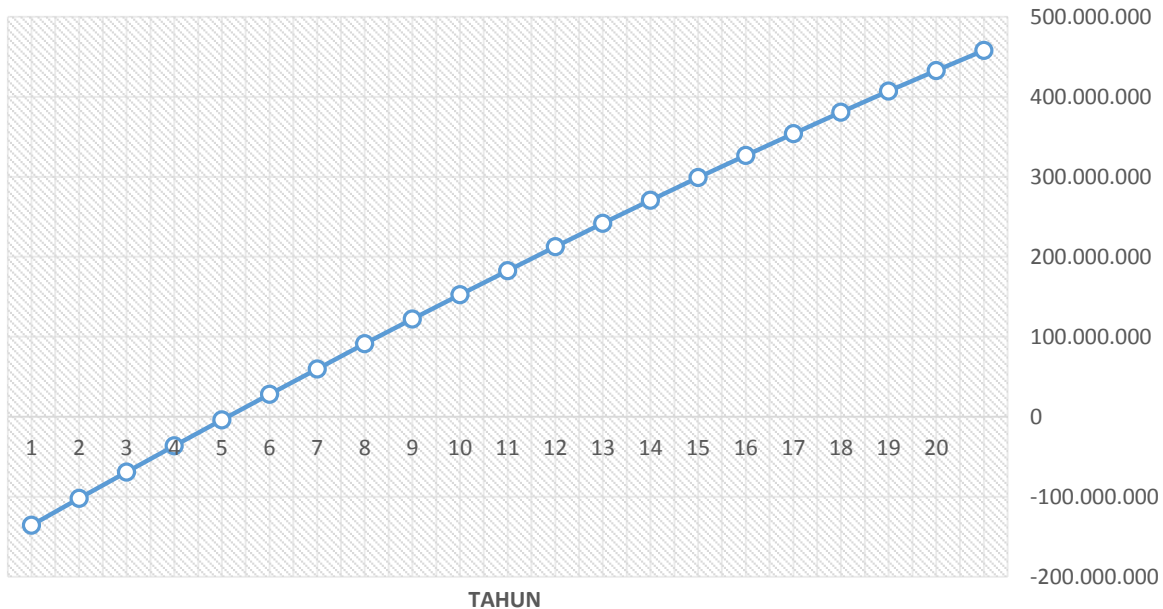
**MARGIN 2.75 USD**

Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
0	\$ (135,263,000)						
1		\$ 71,701,713	\$ 18,895,011	\$ 8,318,675	\$ 5,410,520	\$ 39,077,507	\$ 9,769,377
2		\$ 71,701,713	\$ 19,272,911	\$ 8,177,505	\$ 5,410,520	\$ 38,840,777	\$ 9,710,194
3		\$ 71,701,713	\$ 19,658,369	\$ 8,021,865	\$ 5,410,520	\$ 38,610,959	\$ 9,652,740
4		\$ 71,701,713	\$ 20,051,536	\$ 7,850,272	\$ 5,410,520	\$ 38,389,384	\$ 9,572,635
5		\$ 71,701,713	\$ 20,452,567	\$ 7,661,091	\$ 5,410,520	\$ 38,177,534	\$ 9,519,809
6		\$ 71,701,713	\$ 20,861,618	\$ 7,452,519	\$ 5,410,520	\$ 37,977,055	\$ 9,469,818
7		\$ 71,701,713	\$ 21,278,851	\$ 7,222,568	\$ 5,410,520	\$ 37,789,773	\$ 9,423,118
8		\$ 71,701,713	\$ 21,704,428	\$ 6,969,047	\$ 5,410,520	\$ 37,617,717	\$ 9,380,215
9		\$ 71,701,713	\$ 22,138,516	\$ 6,689,541	\$ 5,410,520	\$ 37,463,135	\$ 9,341,669
10		\$ 71,701,713	\$ 22,581,287	\$ 6,381,385	\$ 5,410,520	\$ 37,328,521	\$ 9,308,102
11		\$ 71,701,713	\$ 23,032,912	\$ 6,041,643	\$ 5,410,520	\$ 37,216,637	\$ 9,280,203
12		\$ 71,701,713	\$ 23,493,571	\$ 5,667,077	\$ 5,410,520	\$ 37,130,545	\$ 9,258,735
13		\$ 71,701,713	\$ 23,963,442	\$ 5,254,119	\$ 5,410,520	\$ 37,073,632	\$ 9,244,544
14		\$ 71,701,713	\$ 24,442,711	\$ 4,798,832	\$ 5,410,520	\$ 37,049,650	\$ 9,238,564
15		\$ 71,701,713	\$ 24,931,565	\$ 4,296,878	\$ 5,410,520	\$ 37,062,749	\$ 9,241,830
16		\$ 71,701,713	\$ 25,430,196	\$ 3,743,474	\$ 5,410,520	\$ 37,117,522	\$ 9,255,488
17		\$ 71,701,713	\$ 25,938,800	\$ 3,133,346	\$ 5,410,520	\$ 37,219,046	\$ 9,280,804
18		\$ 71,701,713	\$ 26,457,576	\$ 2,460,681	\$ 5,410,520	\$ 37,372,936	\$ 9,319,177
19		\$ 71,701,713	\$ 26,986,728	\$ 1,719,066	\$ 5,410,520	\$ 37,585,398	\$ 9,372,156
20		\$ 71,701,713	\$ 27,526,462	\$ 901,437	\$ 5,410,520	\$ 37,863,293	\$ 9,441,451

**MARGIN 2.75 USD**

Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Cummulative Cash Flow	Payback Periode		Discount factor 5%	Cash Flow Discounted
0			\$ (135,263,000)	\$ (135,263,000)			\$ 1.00	\$ (135,263,000)
1	\$ 34,718,651	\$ 1,377,267	\$ 33,341,384	\$ (101,921,616)	0	0	\$ 0.95	\$ 31,753,699
2	\$ 34,541,103	\$ 1,518,436	\$ 33,022,666	\$ (68,898,950)	0	0	\$ 0.91	\$ 29,952,532
3	\$ 34,368,739	\$ 1,674,076	\$ 32,694,663	\$ (36,204,287)	0	0	\$ 0.86	\$ 28,242,879
4	\$ 34,227,269	\$ 1,845,669	\$ 32,381,600	\$ (3,822,687)	0	0	\$ 0.82	\$ 26,640,423
5	\$ 34,068,245	\$ 2,034,850	\$ 32,033,395	\$ 28,210,709	1	5.11933	\$ 0.78	\$ 25,099,004
6	\$ 33,917,757	\$ 2,243,422	\$ 31,674,335	\$ 59,885,044	2	0	\$ 0.75	\$ 23,635,876
7	\$ 33,777,175	\$ 2,473,373	\$ 31,303,802	\$ 91,188,846	3	0	\$ 0.71	\$ 22,247,028
8	\$ 33,648,022	\$ 2,726,894	\$ 30,921,129	\$ 122,109,975	4	0	\$ 0.68	\$ 20,928,637
9	\$ 33,531,986	\$ 3,006,400	\$ 30,525,586	\$ 152,635,561	5	0	\$ 0.64	\$ 19,677,065
10	\$ 33,430,939	\$ 3,314,556	\$ 30,116,383	\$ 182,751,943	6	0	\$ 0.61	\$ 18,488,846
11	\$ 33,346,954	\$ 3,654,298	\$ 29,692,656	\$ 212,444,599	7	0	\$ 0.58	\$ 17,360,681
12	\$ 33,282,329	\$ 4,028,864	\$ 29,253,465	\$ 241,698,064	8	0	\$ 0.56	\$ 16,289,424
13	\$ 33,239,608	\$ 4,441,822	\$ 28,797,786	\$ 270,495,850	9	0	\$ 0.53	\$ 15,272,081
14	\$ 33,221,606	\$ 4,897,109	\$ 28,324,497	\$ 298,820,347	10	0	\$ 0.51	\$ 14,305,796
15	\$ 33,231,439	\$ 5,399,063	\$ 27,832,376	\$ 326,652,723	11	0	\$ 0.48	\$ 13,387,849
16	\$ 33,272,554	\$ 5,952,467	\$ 27,320,087	\$ 353,972,810	12	0	\$ 0.46	\$ 12,515,647
17	\$ 33,348,762	\$ 6,562,595	\$ 26,786,167	\$ 380,758,977	13	0	\$ 0.44	\$ 11,686,716
18	\$ 33,464,278	\$ 7,235,261	\$ 26,229,018	\$ 406,987,995	14	0	\$ 0.42	\$ 10,898,699
19	\$ 33,623,762	\$ 7,976,875	\$ 25,646,887	\$ 432,634,882	15	0	\$ 0.40	\$ 10,149,344
20	\$ 33,832,362	\$ 8,794,504	\$ 25,037,858	\$ 457,672,740	16	0	\$ 0.38	\$ 9,436,505
							NPV	\$ 242,705,729

## PAYBACK PERIOD MARGIN US\$ 2.75



**MARGIN 3 USD**

INPUT	
CAPEX	\$ 135,263,000
OPEX	\$ 18,895,011
LNG Purchase /mmbtu	\$ 8
Margin per mmbtu	\$ 3.00
LNG Selling /mmbtu	\$ 11.00
Annual Revenue	\$ 78,220,050
Depreciation	\$ 5,410,520

LOANS	
Investation	\$ 135,263,000
Loans Percentage	60
Loans Periode	20
Loans	\$ 81,157,800
Interest	10.25

OUTPUT	
IRR	27.12%
PP	4.6

Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
1	\$ 9,695,941.06	\$ 1,377,266.56	\$ 8,318,674.50	\$ 79,780,533.44
2	\$ 9,695,941.06	\$ 1,518,436.39	\$ 8,177,504.68	\$ 78,262,097.05
3	\$ 9,695,941.06	\$ 1,674,076.12	\$ 8,021,864.95	\$ 76,588,020.93
4	\$ 9,695,941.06	\$ 1,845,668.92	\$ 7,850,272.15	\$ 74,742,352.01
5	\$ 9,695,941.06	\$ 2,034,849.98	\$ 7,661,091.08	\$ 72,707,502.03
6	\$ 9,695,941.06	\$ 2,243,422.11	\$ 7,452,518.96	\$ 70,464,079.93
7	\$ 9,695,941.06	\$ 2,473,372.87	\$ 7,222,568.19	\$ 67,990,707.05
8	\$ 9,695,941.06	\$ 2,726,893.59	\$ 6,969,047.47	\$ 65,263,813.46
9	\$ 9,695,941.06	\$ 3,006,400.18	\$ 6,689,540.88	\$ 62,257,413.28
10	\$ 9,695,941.06	\$ 3,314,556.20	\$ 6,381,384.86	\$ 58,942,857.08
11	\$ 9,695,941.06	\$ 3,654,298.21	\$ 6,041,642.85	\$ 55,288,558.86
12	\$ 9,695,941.06	\$ 4,028,863.78	\$ 5,667,077.28	\$ 51,259,695.08
13	\$ 9,695,941.06	\$ 4,441,822.32	\$ 5,254,118.75	\$ 46,817,872.77
14	\$ 9,695,941.06	\$ 4,897,109.11	\$ 4,798,831.96	\$ 41,920,763.66
15	\$ 9,695,941.06	\$ 5,399,062.79	\$ 4,296,878.28	\$ 36,521,700.87
16	\$ 9,695,941.06	\$ 5,952,466.72	\$ 3,743,474.34	\$ 30,569,234.15
17	\$ 9,695,941.06	\$ 6,562,594.56	\$ 3,133,346.50	\$ 24,006,639.58
18	\$ 9,695,941.06	\$ 7,235,260.51	\$ 2,460,680.56	\$ 16,771,379.08
19	\$ 9,695,941.06	\$ 7,976,874.71	\$ 1,719,066.36	\$ 8,794,504.37
20	\$ 9,695,941.06	\$ 8,794,504.37	\$ 901,436.70	\$ (0.00)

**MARGIN 3 USD**

Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
0	\$ (135,263,000)						
1		\$ 78,220,050	\$ 18,895,011	\$ 8,318,675	\$ 5,410,520	\$ 45,595,845	\$ 11,398,961
2		\$ 78,220,050	\$ 19,272,911	\$ 8,177,505	\$ 5,410,520	\$ 45,359,115	\$ 11,339,779
3		\$ 78,220,050	\$ 19,658,369	\$ 8,021,865	\$ 5,410,520	\$ 45,129,296	\$ 11,282,324
4		\$ 78,220,050	\$ 20,051,536	\$ 7,850,272	\$ 5,410,520	\$ 44,907,721	\$ 11,226,930
5		\$ 78,220,050	\$ 20,452,567	\$ 7,661,091	\$ 5,410,520	\$ 44,695,872	\$ 11,173,968
6		\$ 78,220,050	\$ 20,861,618	\$ 7,452,519	\$ 5,410,520	\$ 44,495,393	\$ 11,123,848
7		\$ 78,220,050	\$ 21,278,851	\$ 7,222,568	\$ 5,410,520	\$ 44,308,111	\$ 11,077,028
8		\$ 78,220,050	\$ 21,704,428	\$ 6,969,047	\$ 5,410,520	\$ 44,136,055	\$ 11,034,014
9		\$ 78,220,050	\$ 22,138,516	\$ 6,689,541	\$ 5,410,520	\$ 43,981,473	\$ 10,995,368
10		\$ 78,220,050	\$ 22,581,287	\$ 6,381,385	\$ 5,410,520	\$ 43,846,858	\$ 10,961,715
11		\$ 78,220,050	\$ 23,032,912	\$ 6,041,643	\$ 5,410,520	\$ 43,734,975	\$ 10,933,744
12		\$ 78,220,050	\$ 23,493,571	\$ 5,667,077	\$ 5,410,520	\$ 43,648,882	\$ 10,912,221
13		\$ 78,220,050	\$ 23,963,442	\$ 5,254,119	\$ 5,410,520	\$ 43,591,969	\$ 10,897,992
14		\$ 78,220,050	\$ 24,442,711	\$ 4,798,832	\$ 5,410,520	\$ 43,567,987	\$ 10,891,997
15		\$ 78,220,050	\$ 24,931,565	\$ 4,296,878	\$ 5,410,520	\$ 43,581,087	\$ 10,895,272
16		\$ 78,220,050	\$ 25,430,196	\$ 3,743,474	\$ 5,410,520	\$ 43,635,859	\$ 10,908,965
17		\$ 78,220,050	\$ 25,938,800	\$ 3,133,346	\$ 5,410,520	\$ 43,737,383	\$ 10,934,346
18		\$ 78,220,050	\$ 26,457,576	\$ 2,460,681	\$ 5,410,520	\$ 43,891,273	\$ 10,972,818
19		\$ 78,220,050	\$ 26,986,728	\$ 1,719,066	\$ 5,410,520	\$ 44,103,736	\$ 11,025,934
20		\$ 78,220,050	\$ 27,526,462	\$ 901,437	\$ 5,410,520	\$ 44,381,631	\$ 11,095,408



**MARGIN 3 USD**

Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Cummulative Cash Flow	Payback Periode		Discount factor 5%	Cash Flow Discounted
0			\$ (135,263,000)	\$ (135,263,000)			\$ 1.00	\$ (135,263,000)
1	\$ 39,607,404	\$ 1,377,267	\$ 38,230,137	\$ (97,032,863)	0	0	\$ 0.95	\$ 36,409,654
2	\$ 39,429,856	\$ 1,518,436	\$ 37,911,420	\$ (59,121,443)	0	0	\$ 0.91	\$ 34,386,775
3	\$ 39,257,492	\$ 1,674,076	\$ 37,583,416	\$ (21,538,027)	0	0	\$ 0.86	\$ 32,465,968
4	\$ 39,091,311	\$ 1,845,669	\$ 37,245,642	\$ 15,707,615	1	4.57827	\$ 0.82	\$ 30,642,082
5	\$ 38,932,424	\$ 2,034,850	\$ 36,897,574	\$ 52,605,189	2	0	\$ 0.78	\$ 28,910,215
6	\$ 38,782,064	\$ 2,243,422	\$ 36,538,642	\$ 89,143,831	3	0	\$ 0.75	\$ 27,265,697
7	\$ 38,641,603	\$ 2,473,373	\$ 36,168,230	\$ 125,312,061	4	0	\$ 0.71	\$ 25,704,086
8	\$ 38,512,561	\$ 2,726,894	\$ 35,785,667	\$ 161,097,729	5	0	\$ 0.68	\$ 24,221,148
9	\$ 38,396,625	\$ 3,006,400	\$ 35,390,224	\$ 196,487,953	6	0	\$ 0.64	\$ 22,812,854
10	\$ 38,295,664	\$ 3,314,556	\$ 34,981,108	\$ 231,469,061	7	0	\$ 0.61	\$ 21,475,366
11	\$ 38,211,751	\$ 3,654,298	\$ 34,557,453	\$ 266,026,514	8	0	\$ 0.58	\$ 20,205,027
12	\$ 38,147,182	\$ 4,028,864	\$ 34,118,318	\$ 300,144,831	9	0	\$ 0.56	\$ 18,998,356
13	\$ 38,104,497	\$ 4,441,822	\$ 33,662,675	\$ 333,807,506	10	0	\$ 0.53	\$ 17,852,035
14	\$ 38,086,510	\$ 4,897,109	\$ 33,189,401	\$ 366,996,907	11	0	\$ 0.51	\$ 16,762,903
15	\$ 38,096,335	\$ 5,399,063	\$ 32,697,272	\$ 399,694,179	12	0	\$ 0.48	\$ 15,727,947
16	\$ 38,137,414	\$ 5,952,467	\$ 32,184,948	\$ 431,879,127	13	0	\$ 0.46	\$ 14,744,295
17	\$ 38,213,557	\$ 6,562,595	\$ 31,650,963	\$ 463,530,090	14	0	\$ 0.44	\$ 13,809,210
18	\$ 38,328,975	\$ 7,235,261	\$ 31,093,714	\$ 494,623,804	15	0	\$ 0.42	\$ 12,920,081
19	\$ 38,488,322	\$ 7,976,875	\$ 30,511,447	\$ 525,135,251	16	0	\$ 0.40	\$ 12,074,416
20	\$ 38,696,743	\$ 8,794,504	\$ 29,902,239	\$ 555,037,490	17	0	\$ 0.38	\$ 11,269,839
							NPV	\$ 303,394,954

## PAYBACK PERIOD MARGIN US\$ 3

